

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО
ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ

СТУДЕНЧЕСКИЙ ЧАПТЕР МЕЖДУНАРОДНОГО ОБЩЕСТВА
ИНЖЕНЕРОВ-НЕФТЯНИКОВ, г. ТОМСК



ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР

Том II

*Труды XVI Международного симпозиума имени академика
М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 110-летию
со дня рождения профессора, Заслуженного деятеля науки и техники
Л.А. Халфина и 40-летию научных молодежных конференций имени
академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр»*

Издательство
Томского политехнического университета
2012

УДК 504(063)
ББК 20.1л0
П78

П78 **Проблемы геологии и освоения недр:** Труды XVI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 110-летию со дня основания горно-геологического образования в Сибири. Том I; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 890 с.

ISBN 978-5-98298-569-9

В сборнике отражены проблемы палеонтологии, стратиграфии, тектоники, исторической и региональной геологии, минералогии, геохимии, петрологии, литологии, полезных ископаемых, металлогении, гидрогеологии, гидрогеохимии, инженерной геологии, геофизики, нефтяной геологии, геoinформационных систем в геологии, разработки нефтяных и газовых месторождений, переработки углеводородного и минерального сырья, нефтегазопромыслового оборудования, бурения нефтяных и газовых скважин, техники и технологии добычи, транспорта и хранения нефти и газа, горного дела, технологии и техники разведки месторождений полезных ископаемых, геоэкологии, гидрогеоэкологии, охраны и инженерной защиты окружающей среды, комплексного использования минерального сырья, землеустройства, экономики минерального сырья и горного права.

Публикация сборника трудов XVI Международного научного симпозиума осуществляется при информационной поддержке Министерства образования и науки РФ (Роснаука) и при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований РФ.

УДК 504(063)
ББК 20.1л0

Главный редактор – О.Г. Савичев, профессор, д.г.-м.н.
Ответственный редактор – Г.М. Иванова, доцент, к.г.-м.н.
Ответственные редакторы секций:
Секция 1 – А.А. Поцелуев, профессор, д.г.-м.н.
Секция 2 – И.В. Кучеренко, профессор, д.г.-м.н.
Секция 3 – А.К. Мазуров, профессор, д.г.-м.н.
Секция 4 – Н.М. Недоливко, доцент, к.г.-м.н.
Секция 5 – Л.Я. Ерофеев, профессор, д.г.-м.н.
Секция 6 – В.К. Попов, профессор, д.г.-м.н.
Секция 7 – С.Л. Шварцев, профессор, д.г.-м.н.
Секция 8 – Ю.С. Ананьев, доцент, к.г.-м.н.
Секция 9 – О.А. Пасько, профессор, д.с.-х.н.
Секция 10 – А.Т. Росляк, профессор, д.т.н.
Секция 11 (подсекция 1) – В.И. Ерофеев, профессор, д.ф.-м.н.
Секция 11 (подсекция 2) – А.В. Кравцов, профессор, д.т.н.
Секция 11 (подсекция 3) – В.В. Коробочкин, профессор, д.т.н.
Секция 12 – В.Д. Евсеев, профессор, д.т.н.
Секция 13 – С.Я. Рябчиков, профессор, д.т.н.
Секция 14 – В.Г. Лукьянов, профессор, д.т.н.
Секция 15 – В.Г. Крец, доцент, к.т.н.
Секция 16 – А.В. Рудаченко, доцент, к.т.н.
Секция 17 – С.Н. Харламов, профессор, д.ф.-м.н.
Секция 18 – Л.П. Рихванов, профессор, д.г.-м.н.
Секция 19 – В.И. Верещагин, профессор, д.х.н.
Секция 20 – Г.Ю. Боярко, профессор, д.э.н.
Секция 21 – Л.М. Болсуновская, доцент, к.фил.н.
Технические редакторы – А.В. Епихин, ассистент
А.В. Ковалев, ассистент

ISBN 978-5-98298-569-9

© ГОУ ВПО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», 2012
© Оформление. Издательство Национального исследовательского Томского политехнического университета, 2012

MINISTRY OF EDUCATION AND SCIENCE OF THE RUSSIAN FEDERATION
FEDERAL STATE EDUCATIONAL INSTITUTION OF HIGHER EDUCATION
NATIONAL RESEARCH TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY
INSTITUTE OF NATURAL RESOURCES

SPE TOMSK STUDENT CHAPTER



PROBLEMS OF GEOLOGY AND SUBSURFACE DEVELOPMENT

Tom II

*Proceedings of the 16th International Scientific Symposium of Students,
Postgraduates and Young Scientists in honor of Academician M.A. Usov,
Devoted to the 110 anniversary of the professor, Honoured scientist L. Khalfin's
birth and to the 40 anniversary of the scientific youth conferences in honor of
Academician M.A. Usov "Problems of geology
and subsurface development"*

Tomsk Polytechnic University Publishing House
2012

UDC 504(063)
BBC 20.1.10
P78

P78 **Problems of Geology and Subsurface Development:** proceedings of the 16th International Scientific Symposium of Students, Postgraduates and Young Scientists in honor of Academician M.A. Usov, devoted to the 110 anniversary of Mining Education in Siberia. Tom I; Tomsk Polytechnic University. – Tomsk: Tomsk Polytechnic University Publishing House, 2012. – 890 p.

ISBN 978-5-98298-569-9

Problems of paleontology, stratigraphy, tectonics, historical and regional geology, mineralogy, geochemistry, petrology, lithology, mineral products, hydrogeology, hydrogeochemistry, engineering geology, geophysics, oil geology, hydrocarbon and minerals refining, oil and gas fields development, oil field equipment, well drilling, techniques and technology of oil and gas transportation and storage, mining, exploration technique, geoecology, environmental protection, complex mineral resource usage, land management, mineral economics and mining law were discussed.

Proceedings of the 16th International Scientific Symposium were published under the information support of Russian Agency of Education (Rosnauka) and under the support of Russian Foundation for Basic Research.

UDC 504(063)
BBC 20.1.10

Editor-in-chief – O.G. Savichev, Professor
Executive editor – G.M. Ivanova, Associate Professor
Panels' executive editors:
Panel 1 – A.A. Potzeluev, Professor
Panel 2 – I.V. Kucherenko, Professor
Panel 3 – A.K. Mazurov, Professor
Panel 4 – N.M. Nedolivko, Associate Professor
Panel 5 – L.Ya. Yerofeyev, Professor
Panel 6 – V.K. Popov, Professor
Panel 7 – S.L. Shvartzev, cccc
Panel 8 – Yu.S. Ananov, Associate Professor
Panel 9 – O.A. Pasko, Professor
Panel 10 – A.T. Roslyak, Professor
Panel 11 (1) – V.I. Yerofeyev, Professor
Panel 11 (2) – A.V. Kravtsov, Professor
Panel 11 (3) – V.V. Korobochkin, Professor
Panel 12 – V.D. Yevseyev, Professor
Panel 13 – S.Y. Ryabchikov, Professor
Panel 14 – V.G. Lukyanov, Professor
Panel 15 – V.G. Krets, Associate Professor
Panel 16 – A.V. Rudachenko, Associate Professor
Panel 17 – S.N. Kharlamov, Professor
Panel 18 – L.P. Rikhvanov, Professor
Panel 19 – V.I. Vereshagin, Professor
Panel 20 – G.Yu. Boyarko, Professor
Panel 21 – L.M. Bolsunovskaya, Associate Professor
Technical editors – A.V. Epikhin, Assistant
A.V. Kovalev, Assistant

ISBN 978-5-98298-569-9

© State Educational Institution of Higher Professional Training
«National Research Tomsk Polytechnic University», 2012
© Design. National Research Tomsk Polytechnic University
Publishing House, 2012

ПРЕДИСЛОВИЕ

2 – 7 апреля 2012 г. в Национальном исследовательском Томском политехническом университете (ТПУ) на базе Института природных ресурсов (ИПР) состоялся Шестнадцатый Международный научный симпозиум имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр», посвященный 110-летию со дня рождения профессора, Заслуженного деятеля науки и техники Л.Л. Халфина и 40-летию научных молодежных конференций имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр».

Организация и проведение Шестнадцатого Международного научного симпозиума «Проблемы геологии и освоения недр» осуществлялась при информационной поддержке Министерства образования и науки РФ (Роснаука), Фонда фундаментальных исследований и была поручена Институту природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета (ИПР ТПУ) как признание заслуг ИПР ТПУ, старейшего высшего технического учебного заведения, в подготовке геологических кадров и высоких достижений в научных исследованиях. Институт природных ресурсов в 2011 г. отметил свое 110-летие. Он был основан в 1901 г. В.А. Обручевым – первым штатным геологом Сибири, впоследствии ставшим академиком АН СССР, Героем Социалистического Труда, первым в нашей стране лауреатом Ленинской премии.

ИПР (горное отделение ГТИ) является родоначальником геологического образования и геологической науки в азиатской части России. Созданная В.А. Обручевым сибирская горно-геологическая школа сыграла и сегодня продолжает играть важную роль в открытии, изучении и освоении минерально-сырьевых ресурсов не только Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока нашей страны, но и Средней Азии.

Среди выпускников института – целая плеяда выдающихся ученых, инженеров и организаторов производства. Это М.А. Усов – ученик и первый аспирант В.А. Обручева, первый из числа выпускников института (ГРФ, НГФ, ИГНД, ИПР) – профессор и первый из сибиряков – академик, с именем которого связано становление горнодобывающей промышленности Сибири и первенца ее геологической службы – Сибгеолкома; академик К.И. Сатпаев – организатор и первый президент Академии наук Казахстана; профессор Н.Н. Урванцев, первооткрыватель уникального Норильского рудного региона; профессор М.К. Коровин, первым указавшей на перспективы нефтегазоносности Западной Сибири и многие другие. Из почти 14 тысяч выпускников института (факультета) более 450 стали первооткрывателями месторождений полезных ископаемых, 50 – Лауреатами Ленинской и Государственной премий, более 250 – докторами и более 1600 кандидатами наук. Из стен ИПР вышло 15 академиков и членов-корреспондентов Академии Наук, 5 Героев Социалистического Труда.

Сегодня Институт природных ресурсов ТПУ представляет собой крупный учебный (около 3000 студентов) и научный центр в области геологии, поисков, разведки и разработки разнообразных полезных ископаемых, в том числе геологии углеводородного сырья и его переработки, нефтегазодобычи, транспортировки и хранения нефти и газа. Он включает в себя 16 кафедр; аналитический центр; два Инновационных научно-образовательных Центра («Трубопроводный транспорт нефти и газа» и «Урановая геология»), 9 научно-производственных Центров и 15 Инновационных научно-образовательных Центров; 3 музея: минералогический, палеонтологический, кабинет-музей академиков В.А. Обручева и М.А. Усова. В ИПР работают более 433 преподавателей, среди которых 5 – академики РАН, 28 академиков и членов-корреспондентов общественных академий, 58 докторов и 202 кандидата наук. Институт ведет подготовку кандидатов и докторов наук по 33 специальностям.

С момента основания в ИПР (ГРФ, НГФ, ИГНД) ТПУ успешно осуществлялось единство научно-исследовательской работы по фундаментальным и прикладным наукам – высшего образования и производственной деятельности, создавались и развивались богатые традиции НИРС, бережно сохраняемые и развиваемые и по сей день.

В работе Шестнадцатого Международного симпозиума было заслушано и рассмотрено, с учетом стендовых, 989 докладов 1020 авторов, среди которых 390 иногородних из 52 городов России и 40 зарубежных участника. Всего на симпозиуме выступили с докладами 673 студента, 180 аспирантов, 80 молодых научных сотрудников, 34 инженера, 15 молодых преподавателей, 7 школьников. За 4 дня работы симпозиума в нем приняли участие 2100 человек.

Участники симпозиума представляли 60 вузов и НИИ. Представителями вузов было сделано 902 доклада, представителями Российской академии наук и ее филиалов – 30 докладов, представителями Национальных академий наук СНГ – 7 докладов, представителями отраслевых НИИ – 28 доклада, представителями производственных организаций – 15, школ, лицеев – 7. В работе симпозиума участвовали молодые ученые из Российской Академии наук (г. Москва) и ее филиалов, а также из Национальных Академий наук стран СНГ (Украины, Белоруссии, Азербайджана, Таджикистана, Узбекистана, Армении). Дальнее зарубежье было представлено выступлениями 9 участников из Великобритании, Германии, Чехии, Вьетнама, Китая, США, Франции.

В день открытия XVI Международного симпозиума для участников симпозиума в актовом зале ТПУ были организованы три интересные выставки: 1. «Исторические материалы к 110-летию со дня рождения профессора, Заслуженного деятеля науки и техники Л.Л. Халфина»; 2. «К 40-летию научных молодежных конференций имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр»». 3. «Традиции и научные достижения студентов и молодых ученых ИПР ТПУ в области геологии и современных технологий в освоении недр Земли (1901 - 2012 гг.)» Выставки вызвали большой интерес у участников симпозиума.

География участников симпозиума обширна: на востоке – от Сахалина, г.г. Петропавловск-Камчатский, Южно-Сахалинска, Владивостока, Благовещенска, Красноярска, Читы, Иркутска до г.г. Барнаула, Кемерово, Новокузнецка и др.; на севере – от г.г. Мирного, Якутска, Норильска, Магадана, Нижневартовска, Ханты-Мансийска, Нефтеюганска до г.г. Тюмени, Улан-Удэ, Сыктывкара и т.д.; на западе – от г.г. Минска, Киева,

Москвы, Санкт-Петербурга, Екатеринбург до г.г. Самары, Казани, Уфы, Перми и т.д. и ближайшего соседа – г. Новосибирска; на юге – от городов республик Средней Азии до г.г. Ивано-Франковска, Одессы, Новочеркасска, Симферополя, Новороссийска, Владикавказа, Воронежа, Ставрополя, Астрахани и т.д. Широко была представлена молодежь Урала, Западной и Восточной Сибири. Страны СНГ были представлены участниками из Узбекистана (г. Ташкент), Таджикистана (г. Душанбе), Азербайджана (г. Баку), Казахстана (г. Алмата, г. Семипалатинск, г. Караганда, г. Павлодар), Белоруссии (г. Минск, г. Гомель), Армении (г. Ереван, г. Гюмри), Украины (г.г. Киев, Одесса, Ивано-Франковск, Днепрпетровск, Донецк и др.), Киргизии (г. Бишкек), Молдовы (г. Кишинев). Из томских вузов и НИИ наиболее активно участвовали студенты и молодые ученые Томского политехнического университета, Томского государственного университета, Института геологии нефти и газа СО РАН и др.

Доклады были представлены молодыми учеными и студентами из Института геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН (г. Москва), Московского государственного университета им. М.В. Ломоносова, Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина (г. Москва), Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе (г. Москва), Российского университета Дружбы Народов (г. Москва), Московского государственного университета природообустройства, Всероссийского научно-исследовательского института природных газов и газовых технологий (г. Москва), Всероссийского научно-исследовательского института экономики, минерального сырья и недропользования Министерства природных ресурсов РФ и РАН (г. Москва), Нефтяной компании «Шлюмберже Лоджелко ИпК» (г. Москва), Московского государственного университета путей сообщения, Государственного университета г. Нью-Йорка (Фредонин, США), Университета Святой Марии г. Лондона (Великобритания), Университета г. Шеффилда (Великобритания), Технического университета г. Дрездена (Германия), Дормудского технического университета (Германия), НИПИ Морорнефтегаз СП «Вьетсовпетро», г. Вунг (Вьетнам), Чешского технического университета (г. Прага, Чехия), Университета г. Манхайм (Германия), Санкт-Петербургского государственного горного университета им. Г.В. Плеханова, Института геохимии и аналитической химии РАН им. В.И. Вернадского (г. Москва), Института экспериментальной минералогии РАН (г. Москва), Казанского государственного университета им. В.И. Ульянова-Ленина, Института вулканологии ДВО РАН (г. Петропавловск-Камчатский), Китайского геологического университета (г. Ухань, Китай), Государственного аграрного университета Молдовы (г. Кишинев, Молдова), Института Земной коры СО РАН (г. Иркутск), Института геотехнической механики Национальной Академии Наук Украины (г. Киев), Геологического института Национальной Академии наук Азербайджана (г. Баку), Института геофизики и инженерной сейсмологии Национальной Академии наук Армении (г. Гюмри, Армения), Сибирского НИИ геологии, геофизики и минерального сырья (г. Новосибирск), Института географии СО РАН (г. Иркутск), Новосибирского государственного университета, Института морской геологии и геофизики ДВО РАН (г. Южно-Сахалинск), Научно-исследовательского института геологии Днепрпетровского национального университета им. Олеса Гончара (г. Днепрпетровск, Украина), Тихоокеанского океанологического института им. В. И. Ильичева ДВО РАН (г. Владивосток), Красноярского научно-исследовательского института геологии и минерального сырья, Кыргызского головного института инженерных изысканий (г. Бишкек, Кыргызстан), Таджикского государственного университета (г. Душанбе), ЯНИГП Центрального научно-исследовательского геологоразведочного института (г. Мирный, Якутия), Института геологических наук им. К.И. Сатпаева (г. Алматы, Казахстан), Института геологии, минералогии и петрографии СО РАН (г. Новосибирск), Геологического института СО РАН (г. Улан-Удэ, Коми), Казахского национального технического университета (г. Алмата, Казахстан), Самарского государственного технического университета, Института геологии алмаза и благородных металлов СО РАН (г. Якутск, Якутия), Киевского национального университета им. Тараса Шевченко (Украина), Немецкого института философии и политологии (г. Дортмунд, Германия), Якутского государственного университета им. М.К. Аммосова, Белорусского научно-исследовательского геологоразведочного института (г. Минск, Беларусь), Бурятского государственного университета (г. Улан-Удэ), Донецкого Национального технического университета (г. Донецк, Украина), Научно-исследовательского центра ZAD «Foldgas Storage» (г. Будапешт, Венгрия), University of Central Florida (USA), Южно-Российского государственного технического университета (г. Новочеркасск), Института геологии и геохимии им. академика А.Н. Заварицкого УРО РАН (г. Екатеринбург), Амурского комплексного научно-исследовательского института ДВО РАН (г. Благовещенск), Восточно-Казахстанского технического университета им. М.Д. Серикбаева (г. Усть-Каменогорск, Казахстан), Красноярской государственной академии цветных металлов и золота, Национального университета Узбекистана им. Мирзо Улугбека (г. Ташкент), Карагандинского государственного технического университета (г. Караганда, Казахстан), Института геологии и геофизики Национальной академии наук Узбекистана им. Х.М. Абдулаева (г. Ташкент, Узбекистан), Уральского государственного горно-геологического университета (г. Екатеринбург), Института геологии нефти и газа СО РАН (г. Новосибирск), Института проблем нефти и газа СО РАН (г. Якутск), Института телекоммуникаций и глобального информационного пространства национальной Академии наук Украины (г. Киев), Гомельского государственного университета им. Франциска Скорины (г. Гомель, Беларусь), Таджикского национального университета (г. Душанбе, Таджикистан), Института морской геологии и геофизики ДВО РАН (г. Южно-Сахалинск), Фрайбергской горной академии (г. Фрайберг, Германия), Белорусского научно-исследовательского геологоразведочного института (г. Минск, Беларусь), Кубанского государственного университета (г. Краснодар), Нефтеюганского нефтегазового института (г. Нефтеюганск), Института геофизики и инженерной сейсмологии Национальной Академии наук республики Армения (г. Ереван, Армения), Дальневосточного отделения РАН (г. Магадан), Семипалатинского государственного университета им. Шакаримова (г. Семипалатинск, Казахстан), Института водных и

экологических проблем СО РАН (г. Барнаул), Дальневосточного геологического института ДВО РАН (г. Владивосток), Института геофизики СО РАН (г. Новосибирск), Павлодарского государственного педагогического университета (г. Павлодар, Казахстан), Северо-Кавказского государственного технологического университета (г. Владикавказ), Белгородского инженерно-экономического института, Самаркандского государственного университета (г. Самарканд, Узбекистан), Ecole Nationale Supérieure des Techniques Avancées (Paris Tech, Франция), Белорусский НИИ и проектный институт нефти БелНИПИнефть (г. Гомель, Беларусь), Одесского национального университета им. И.И. Мечникова (Украина), Дальневосточного государственного технического университета (г. Владивосток), Пермского государственного университета им. А. М. Горького, Института органической и физической химии им. А.Е. Арбузова, Казанского научного центра РАН (г. Казань), Казанского государственного технологического университета им. Г.В. Плеханова, Института геологии и Академии наук Республики Таджикистан (г. Душанбе), Научно-производственное республиканское предприятие «Белгео» (г. Минск, Беларусь), Сахалинского государственного университета (г. Южносахалинск), Красноярского научно-исследовательского института геологии и минерального сырья (г. Красноярск), Ивано-Франковского национального института нефти и газа (Украина), Институт водных проблем Национальной академии наук Узбекистана (г. Ташкент, Узбекистан), Научно-исследовательского института по повышению нефтеотдачи пластов Академии наук Башкортостан (г. Уфа), Сибирского Федерального университета (г. Красноярск), Горно-геологического института Якутского государственного университета (г. Якутск), Белорусского государственного университета (г. Минск), Семипалатинского государственного педагогического института (г. Семей, Казахстан), Астраханского научно-исследовательского и проектного института нефти и газа, Башкирского государственного университета (г. Уфа), Ухтинского государственного технического университета (Республика Коми), ТОО «Корпорация Казахмыс» (г. Жезказган, Казахстан), Уфимского государственного нефтяного технического университета (г. Уфа), Сибирского научно-аналитического центра СО РАН (г. Тюмень), Югорского государственного университета (г. Ханты-Мансийск), Тюменского государственного нефтегазового технического университета, Центрального научно-исследовательского института нерудного сырья (г. Казань), Тульского государственного университета, Физико-технического института Якутского государственного университета (г. Нерюнгри), Амурского государственного университета (г. Благовещенск) Института телекоммуникаций и глобального информационного пространства национальной Академии наук Украины (г. Киев), Института экологических проблем гидросферы УрО РАН (г. Оренбург), Института геохимии СО РАН (г. Иркутск), Института геологии и геохимии УрО РАН (г. Тюмень), Южного научного центра РАН (г. Ростов на Дону), Института Физико-технических проблем Севера СО РАН (г. Якутск), Института геологии природопользования ДО РАН (г. Благовещенск), Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (г. Новосибирск), Института горного дела СО РАН (г. Новосибирск), Воронежского государственного университета, Томского политехнического университета, Томского государственного университета, Омского государственного университета им. Ф.М. Достоевского, Волгоградского государственного технического университета, Хакасского государственного университета им. Н.Ф. Катанова (г. Абакан), Северо-Восточного Федерального университета (г. Якутск), Института горного дела ДВО РАН (г. Хабаровск) Белгородского государственного технологического университета (г. Белгород), Института геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН, (г. Новосибирск), Читинского государственного университета, Института геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН (г. Иркутск), Удмуртского государственного университета (г. Ижевск) Кузбасского государственного технического университета (г. Кемерово), Тверского государственного технического университета (г. Тверь), Байкальского института природопользования СО РАН (г. Улан-Удэ) и др.

Работа симпозиума шла в течение четырех дней одновременно по 21 секции и «круглому столу». Уникальность этого симпозиума состоит в том, что он проходил по всем фундаментальным научным направлениям геологического профиля, по методам поисков и разведки всех полезных ископаемых, технологии и техники разведки полезных ископаемых, разработки и добычи, в том числе углеводородного сырья, а также по экологическим проблемам и комплексному использованию минерального сырья, по землеустройству, природоресурсному праву и экономике минерального сырья. Участвовали в симпозиуме лучшие студенты и молодые научные кадры России и стран СНГ, а также представители Дальнего зарубежья. На симпозиуме в докладах освещались достижения научных исследований авторов с использованием новейших методов исследований и оригинальных методов интерпретаций; результаты конструкторских разработок и экспериментальных исследований; достижения с использованием новых компьютерных технологий в геологии, нефтегазодобычи и геоэкологии; аналитические обзоры теоретических и экспериментальных исследований по различным геологическим проблемам и охране окружающей среды.

Тематика докладов охватывает важнейшие проблемы и новейшие достижения стратиграфии, палеонтологии, тектоники, исторической и региональной геологии, минералогии, геохимии, петрографии, литологии, полезных ископаемых, металлогении, гидрогеологии и инженерной геологии, геофизики, нефтяной геологии, разработки нефтяных и газовых месторождений и переработки углеводородного и минерального сырья, геоинформационных систем в геологии, нефтегазопромыслового оборудования, технике и технологии разведки месторождений твердых полезных ископаемых, добычи, транспорта и хранения нефти и газа, бурения скважин, горного дела, геоэкологии, гидрогеоэкологии, охраны и инженерной защиты окружающей среды, комплексного использования минерального сырья, землеустройства, горного и природоресурсного права, а также проблемы экономики минерально-сырьевых комплексов России и стран СНГ. Для участников, делавших доклады на английском и немецком языках, работала специальная секция.

XVI Международный симпозиум традиционно открыл проректор по научной работе и инновациям профессор ТПУ В.А. Власов и проректор-директор Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета А.Ю. Дмитриев. Перед участниками симпозиума на открытии каждой секции выступили ведущие ученые, профессора, которые осветили проблемы и перспективы развития науки в XXI веке по каждому из 21-го научных направлений секций. Доклады ученых опубликованы в данном сборнике.

Научный уровень докладов очень высок, некоторые из них отличаются новизной и оригинальностью идей, а ряд исследований представляет собой принципиально новые открытия. Доложенные результаты лучших научных работ молодых ученых чрезвычайно актуальны, отражают исследования как в области фундаментальных наук, так и экспериментальных исследований и имеют и важное прикладное значение, и при дальнейшей научной разработке многие из них могут быть представлены в виде диссертаций на соискание ученых степеней, конструкторских разработок. Многие доклады являются частью хозяйственных НИР, госбюджетных НИР, выполняемых по грантам, научным программам Российского, регионального и областного уровней, результаты многих научных работ могут быть использованы на производстве. Результаты исследований по ряду представленных докладов имеют патенты и лицензии.

Авторы научных работ на XVI Международном симпозиуме студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» – 2012 продемонстрировали владение самыми современными методами научных исследований.

В частности, при исследовании в области геофизических методов поисков и разведки месторождений полезных ископаемых использовались современные геоинформационные технологии с широким применением персональной компьютерной техники, а также новейшая компьютеризированная геофизическая аппаратура, в том числе непосредственно разработанная участниками симпозиума. На секции были предложены разработки программных комплексов для интерпретации спутниковых геофизических данных, а также возможности применения морской гравиметрии при изучении шельфовой зоны, научные разработки по совершенствованию методики геофизических исследований и интерпретации геофизических данных при поисках и разведки рудных и нефтегазовых месторождений. В ряде работ молодых ученых были использованы также новейшие математические методы (МКЭ) для моделирования электромагнитных полей в обсаженных скважинах и т.п. Интерес представляет доклад Е. А. Евдокимовой, младшего научного сотрудника ОАО «ТомскНИПИнефть»: «Определение коэффициента водонасыщенности в низкоомных коллекторах нефтяных месторождений Томской области». В докладе представлены новые результаты исследования причин возникновения ошибок при интерпретации геофизических данных в силу появления в разрезе низкоомных коллекторов. Автором предложена методика, способная устранять подобного рода ошибки интерпретации. Кроме того, представлены материалы апробации данной методики на одном из месторождений Томской области. Интересен также доклад студента Института природных ресурсов ТПУ Ф. А. Буркова: «Геофизические особенности баженовской свиты как показатель нефтеносности разреза». В докладе представлены новые данные о физических свойствах баженовской свиты. Установлена взаимосвязь этих свойств с нефтеносностью разреза не только юрских, но и меловых отложений Западной Сибири. Научный и практический интерес представляет и доклад аспиранта Геологического института СО РАН (Г. Улан-Удэ) И. Г. Татькова «Использование новых подходов к интерпретации площадных поисковых электроразведочных работ методом срединного градиента на примере Келяно-Ирокиндийской золоторудной зоны». Интерес вызвал доклад аспиранта О. В. Пеньковой (Сахалинский государственный университет, г. Южно-Сахалинск): Анализ сейсмичности острова Парамушир (Курильские острова) и выявление связи сейсмической активности с извержениями вулканов «Чикучаки» и «Эбеко». Теоретический и практический интерес представляют и многие другие доклады.

При минералогических, петрографических, литологических и металлогенических исследованиях использовались такие новейшие методы, как атомная абсорбция, нейтронная активация, эмиссионный спектральный анализ, микрондовый анализ на микроанализаторе, исследования на импульсном оптическом спектрометре, получение ИК-спектров поглощения стекол в коротковолновой области, рентгеноструктурные исследования типохимизма минералов, атомно-эмиссионная спектрометрия с индуктивно-связанной плазмой, инструментальный нейронно-активационный анализ, метод лазерного микроанализа, моделирование минералообразования по методикам М.Б. Букаты, изотропно-геохимические исследования, изучения обогатимости кварцитов посредством аэромеханической очистки с ультразвуковым воздействием, исследования на основе лазерной томографии, электронный, кристаллооптический, фотолуминесцентный анализы, метод осколочной f-радиографии, оригинальные методики расчета количества керогена типа-II по результатам ядерно-геохимической аналитики пород, методики выявления зон флюидомиграции с использованием литогеохимических и петрографических анализов пород, с использованием ГИС-технологий, методов физико-химического моделирования с использованием программного продукта «HydroGeo», сканирующие электронные микроскопы, микроанализаторы, методы изучения кристаллохимии минералов и хромофоров элементов в минералах с помощью метода адсорбционной оптической спектроскопии, ИК-спектроскопии, рентгенофлуоресцентный анализ, методы изучения минерального состава отдельных отходов с целью прогноза возможности их использования в целях переработки на извлечение минералов платиновой группы, метод криометрии для изучения солевого состава растворов газаво-жидких включений, Ag-метод для определения абсолютного возраста отложений и метод электронного парамагнитного резонанса для оценки структурной упорядоченности минералов микротермометрический метод с использованием микробиотермостатика THMSG-600 (Linkam) для исследований флюидных включений, метод натяжного сплайна в программном пакете ArcGis, геомикробиологические методы с дистанционными, структурно-геоморфологическими, структурно-

гидрогеологическими методами, показана возможность использования инфракрасных спектров топаза для прогнозных целей и др. При геохимических исследованиях широко применялись уникальные возможности исследовательского ядерного реактора Томского политехнического университета. В представленных докладах отражены новые методики оценки экологического состояния территорий и отражена возможность применения биогеохимии для оценки уровня техногенного загрязнения. Представлены новые данные по содержанию и закономерностям распределения химических элементов в базальтоидах, по которым была расшифрована геохимическая специализация и обстановки формирования пород, что позволяет применять эти данные при прогнозировании и поисках месторождений полезных ископаемых. В другой части докладов приведены технологии компьютерного моделирования месторождений урана и рудных тел. Впервые была предложена методика разделения существенно радиевых и существенно урановых ореолов внутри одного рудного тела. Все вышеизложенное позволяет грамотно разрабатывать рекомендации по постановке поисково-прогнозных работ и рационально использовать природные ресурсы. Достоверность всех полученных результатов подтверждается значимым количеством проанализированных проб с применением современных методов анализа. В представленных докладах отражены разработанные самими авторами (например, доклад Николаева А.Г. из Казанского Федерального университета относительно имплантации алмаза ионами гелия) новые методики и подходы в изучении вещественного состава пород и минералов, что открывает границы для решения актуальных современных задач. На конференции читались доклады с перспективными идеями по способам извлечения и вторичной переработки золота, серебра и элементов платиновой группы из шлаков аффинажного производства (Силкин В.А., Сибирский Федеральный университет). Большинство докладов сделано на высоком профессиональном уровне с применением прецизионных методов исследования вещества.

Большой интерес вызвал доклад А.Г. Николаева, ассистента Казанского Федерального университета: «Имплантации ионов гелия в кристаллическую структуру природного алмаза» (научный руководитель О.Н. Лопатин, д.г.-м.н.). В докладе представлены новые данные об имплантации алмазов ионами легкого инертного химического элемента (гелия). Прделанная работа показала, что методика высокодозной ионной имплантации является эффективным способом изменения колориметрических и квантово-оптических свойств (окраски) минералов, алмазов в частности, и представляет собой экспрессный способ геммологического облагораживания драгоценного минерального сырья. Интересен также доклад студента Е.Д. Лебедевой (Сибирский Федеральный университет, г. Красноярск): «Минералогия золотоносных метасоматитов месторождения Раздольного (Восточный Саян)». В докладе приведен детальный минералого-петрографический анализ метасоматитов и их рудной минерализации месторождения «Раздольного» с применением высокоразрешающих микроскопов ZEISS Axioscop 40-A Pol с компьютерной программой AxioVision 4.7. Инженер Института геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН (г. Новосибирск) М.А. Рябуха в докладе: «Условия формирования золотоносных и незолотоносных кварцевых жил участка Михайловского (месторождение «Панимба», Енисейский край)». Представлены интересные результаты исследования Р-Т условий формирования кварца с различными содержанием золота на Михайловском рудопроявлении. Автором выявлены различные значения диапазонов давления на температуры флюидных включений в золотоносных и незолотоносных кварцевых жилах. Интересен доклад студента Галмэнэх Оюунболор Цагаан Туг Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Урановые месторождения Монголии». В нем дан подробный обзор урановых месторождений Монголии, а также рассмотрены нетрадиционные способы добычи урана из минерализованных озер и золошлаков ТЭС, обоснована перспективность региона на гидрогенное урановое оруденение.

Научную новизну и немалый интерес несут и многие другие доклады на 2 и 3 секциях по данному направлению.

При гидрогеологических и инженерно-геологических исследованиях были применены методы и методики гидродинамического и гидрогеохимического моделирования, основанные на использовании компьютерных технологий, а также современные методы изучения ВРОВ (хромато-масс-спектрометрия) и исследования вод, применено более совершенное оборудование для исследований геологической среды (применение MP3-плеера в качестве устройства регистрации и хранения необходимой информации), использован квалитетрический метод при оценке климато-курортологического потенциала и факторов инженерно-геологических исследований, проведено моделирование уплотнения грунтов в основании сооружения с использованием новейших программных продуктов, изучены вопросы экспериментальной микробиологии, использованы новейшие программные продукты для решения задач моделирования (Abagus, Plaxis, комплекс геофизических программ для решения вопросов гидрогеологии), квалитетрический метод и его применение для оценки факторов инженерно-геологических условий, ротационная динамика как природный фактор формирования гидродинамического режима понтического водоносного горизонта и др. Научную и практическую значимость, в частности, представляет доклад Е.С. Сидкиной, аспиранта Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Равновесие рассолов западной части Тунгусского артезианского бассейна с карбонатными минералами». В докладе охарактеризованы подземные крепкие рассолы в пределах Тунгусского бассейна, рассмотрено равновесие рассолов с карбонатными минералами – кальцитом, магнезитом, доломитом, сидеритом. Наблюдаемая недонасыщенность рассолов объясняется высоким комплексобразованием. Для выяснения характера равновесия воды использован индекс неравновесности. Выяснено, что все рассолы с рН более 5,3 насыщены к кальциту и доломиту. Интересен также доклад С.К. Леушиной, магистранта Института природных ресурсов ТПУ: «Распространенность редкоземельных элементов в природных водах Хакасии». В докладе рассмотрена распространенность редкоземельных элементов в природных водах Ширинаского района Хакасии. Впервые установлены уровни накопления редкоземельных

элементов в озерах, реках, подземных водах. Рассмотрены процессы перераспределения и дифференциации редкоземельных элементов в процессе взаимодействия их в системе вода-порода. Установлены уровни концентрации редкоземельных элементов в разных геохимических типах вод. Интересен и доклад студента А.С. Янковича (Институт природных ресурсов ТПУ): «Распространенность урана в озерах Хакасии». Автором рассмотрены результаты гидрогеохимических исследований на территории Хакасии, впервые составлена база геоданных, изучена распространенность урана в 400 водопунктах, показана зависимость концентраций урана от кислотно-щелочных свойств вод и их солености, выявлены участки аномального накопления урана в озерах, предложены источники его поступления с подземными водами в условиях испарительного концентрирования. Интерес представляет доклад студента Забайкальского университета (г. Чита) И. Г. Трухина «Гидрогеологические условия угольных месторождений Забайкалья», носящие как теоретическое, так и практическое значение. Дело в том, что в настоящее время ведущим способом разработки угольных месторождений Забайкалья является открытый способ, так как на многих месторождениях угольные пласты характеризуются неглубоким залеганием. И хотя существующий опыт показывает, что разработка угольных месторождений открытым способом является экономически целесообразной, тем не менее, гидрогеологические условия действующих в настоящее время разрезов являются сложными, что приводит к значительному удорожанию горных работ. Доля затрат в себестоимости угля на осушение карьеров при разработке угольных месторождений Забайкалья достигает 20%. Для разрезов, разрабатываемых месторождения, в обводнении которых принимают участие воды продуктивной толщи, четвертичных отложений и вод поверхностного водотока, характерны максимальные водопритoki. На месторождениях, основным источником обводнения которых являются воды продуктивной толщи, ожидаемые притоки к разрезам, являются более низкими. Для систематизации материалов гидрогеологических исследований и правильной их оценки необходима гидрогеологическая типизация угольных месторождений. Положив в основу оценки степени обводненности месторождения максимальный суммарный водоприток в карьер, автор разделяет все угольные месторождения Забайкалья на 4 группы: весьма обводненные (более 1000 м³/час), обводненные (от 300 до 1000 м³/час), умеренно обводненные (от 100 до 300 м³/час), слабо обводненные (до 100 м³/час). Автором также разработана классификация бурогольных месторождений по характеру и источникам водопритоков, учитывающая выявленные особенности и отличительные признаки их происхождения. Основной целью данной работы является разработка универсальной классификации бурогольных месторождений Забайкалья по гидрогеологическим условиям и внедрение ее в процессе разработки систем водопонижения. Интересен также доклад студента Института природных ресурсов ТПУ С. Р. Дзязько: «Гидрогеохимические условия степной зоны Республики Хакасия». Студентом рассмотрены результаты многолетних исследований состава вод в процессе мониторинга и эксплуатации водоносных горизонтов. Автором составлена база данных гидрогеохимической информации по 250 скважинам разных водоносных горизонтов и 460 водопунктам природных вод, исследованы особенности химического состава подземных вод и закономерности их изменения с ростом минерализации вод, изучено состояние равновесия их с породообразующими минералами, применен новый подход к классифицированию вод по их геохимическим типам и на новой методологической основе составлена карта геохимических типов вод Хакасии. Интересны и другие доклады по данному направлению.

При исследованиях в области геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений широко использовались методы компьютерного моделирования геологического строения и процессов разработки нефтяных месторождений с помощью программы Eclipse Шлюмберге и других современных программных материалов (для построения трехмерной модели месторождений, для оценки запасов нефти, для установления положения водонефтяного контакта, для статистического анализа данных и т.д.), в том числе новейшее программное обеспечение CENEX, W-Seis, GeoSeism, SURFER и GridMaster, позволяющие реконструировать тектоническое строение малоизученных территорий, также использовались космоснимки при прогнозировании ловушек нефти структурного типа. При изучении химического состава нефти и органического вещества нефтематеринских пород использованы хроматография и хромато-масс-спектрометрия, атомно-адсорбционный анализ, газовая хроматография, рентгеноструктурный анализ, электронная микроскопия, люминесцентная микроскопия и др. В исследованиях молодых ученых и студентов широко используются информационные технологии и статистические модели поведения коллекторов нефтяных и газовых месторождений, термобарический и геохимический методы реконструкции палеогидрогеохимических условий развития осадочных отложений, методы - термостимулированной люминесценции грунтов при поисках месторождений нефти и газа, компьютерное моделирование залежей углеводородов с использованием трехмерных моделей, зарубежные и отечественные программные комплексы по моделированию истории формирования современных структур и прогноза нефтегазоносности месторождений углеводородов. В представленных молодыми учеными и студентами докладах рассмотрены вопросы геологического строения и нефтегазоносности Западно-Сибирской, Днепрово-Принятской, Прикаспийской, Волго-Уральской, акватории северных морей и других нефтегазоносных провинций. Авторами проведена оценка перспектив нефтегазоносности новых территорий – востока Томской области, акваторий северных морей, в том числе Арктического шельфа (Баренцева моря, Карского моря и моря Лаптевых) и глубокопогруженных горизонтов Западной Сибири. В данном направлении интерес представляет доклад А.А. Зуфаровича, аспиранта Казанского Федерального университета: «Выделение продуктивных структур Шешминского горизонта с целью воспроизводства сырьевой базы сверхвязкой нефти в Республике Татарстан» (научный руководитель Муслимов Р. Х., д.г.-м.н., профессор, член РАЕН). В докладе показано, что в последнее время все более актуальной становится проблема вовлечения в промышленную разработку тяжелого углеводородного сырья (ТУВС) пермской системы, которое по мере истощения обычной нефти может стать одним из основных источников получения углеводородов. Предложена последовательность и характер работ по

выделению новых перспективных структур Шешминского горизонта и оценке ресурсов СВН категории С₃. Интерес вызвал также доклад студентки Института природных ресурсов ТПУ Н.А. Шипицыной: «Анализ фильтрационно-емкостных свойств и обоснование рекомендаций по увеличению нефтеотдачи залежи нефти пласта АВ₈ на Покачевском месторождении (Тюменская область)». В докладе изложены особенности геологического строения пласта АВ₈ на Покачевском месторождении. Автором показано, что пласт практически не исследовался, но является, наряду с другими пластами, перспективным на обнаружение углеводородного сырья. Обоснованы рекомендации по доизучению месторождения по этому объекту и рекомендации по увеличению нефтеотдачи месторождения. Несомненный интерес представляет доклад студента О.А. Мелкишева (Пермский национальный исследовательский политехнический университет): «Применение математических методов для стохастической оценки прогнозных ресурсов на поисково-оценочном этапе геологоразведочных работ». Интересны и многие другие доклады.

По научному направлению региональной геологии, палеонтологии и стратиграфии авторами продемонстрированы новейшие компьютерные технологии и, в частности, ГИС-технологии, в том числе новейшие программы, позволяющие обрабатывать аэрофото- и космоснимки с последующим прогнозом. При исследованиях использованы кластерный метод, палеонтологические, математические, а также классические методы исследований, методы электронно-парамагнитного резонанса (ЭПР), нейтронно-активационный анализ, метод люминесцентной микроскопии для изучения органического вещества, анализ аэрофотоснимков и космоснимков. В палеонтологических исследованиях было показано применение универсального принципа симметрии Пьера-Кюри для характеристики форм и условий обитания отряда фузулинид и т.д. В работах использованы новейшие методы исследования веществ пород на современной инструментальной базе СО РАН и Мюнхенского университета, определения абсолютного возраста пород, палеонтологических реконструкций при прогнозировании месторождений и т.д. В частности, интерес представляет одна из лучших работ – работа Н.С. Ли, старшего инженера Тихоокеанического института им. В.И. Ильичева (г. Владивосток): «Разломная тектоника и сейсмоактивные зоны Япономорского звена Западно-Тихоокеанской зоны перехода континент-океан». Интересна в геологическом плане работа студентки М.М. Кирилловой (Института природных ресурсов ТПУ): «Фациальные особенности и секвенс-стратиграфическое расчленение юрских отложений Усть-Тымской впадины Западной Сибири». В докладе представлена новая последовательность секвенс-стратиграфического расчленения для изученного региона. Интерес представляет также доклад студентки Института природных ресурсов ТПУ И.А. Дорофеевой: «Фаунистическое обоснование возраста Быскарской серии окрестностей пос. Ширы (Хакасия)». Автору и его руководителям доценту Б.Д. Васильеву и доценту Н.В. Гумеровой удалось по найденной ими впервые и описанной морской фауне ругоз определить стратиграфическое положение Быскарской серии на границе силурийской и девонской систем, Быскарской серии, слагающей обрамления Минусинского межгорного прогиба и отвечающей начальному этапу его формирования. Интересны и многие другие доклады.

В секции «Геоинформационные системы в геологии» представлены доклады, актуально ориентированные на решение прикладных вопросов и проблем в геологии. Авторы продемонстрировали оригинальность научных идей, нестандартный подход к решению поставленных задач с использованием современных геоинформационных технологий, современные методы обработки геологических и геофизических данных, разномасштабных мультиспектральных космических снимков с применением современных специализированных программ: ArcGIS, Erdas Imagine, MacroMine, Roxar, Easy Trace, и др. Один из наиболее интересных докладов был доклад студента Сибирского федерального университета (г. Красноярск) А.Х. Петрова: «Детальное картирование промышленных типов руд кимберлитовой трубки «Юбилейная» с использованием ГГИС». В докладе представлены результаты детального картирования промышленных типов и сортов руд кимберлитовой трубки «Юбилейная» на основе создания каркасной и блочной моделей в интегрированной горно-геологической системе «MacroMine» в подкарьерном пространстве. Выявленные закономерности распределения полезного компонента позволят максимально оптимизировать предстоящую разработку трубки взрыва. Интересен также доклад А. С. Шершевец, инженера Сибирского федерального университета (г. Красноярск): «ГГИС-технологии в исследовании горных работ и процессов». В докладе приводится оригинальная технология моделирования процессов разработки месторождений полезных ископаемых методом обрушения и методика моделирования отработки руды с использованием возможностей сред проектирования и конструирования горных задач ACAD и ГГИС (MicroMine). Интерес представляет доклад магистранта Института природных ресурсов ТПУ М. А. Рудмина: «Применение геологической геоинформационной системы для сбора, хранения, обработки данных на месторождении, обрабатываемом методом скважинного подземного выщелачивания». Интересны и многие другие доклады на данной секции.

В секции «Землеустройство. Наука и практика» доклады выполнены студентами и молодыми учеными на высоком современном уровне. Актуальность их состоит в решении научных и практических проблем в области землеустройства, геодезии, картографии, геоэкологии, рационального использования и охраны земельных ресурсов. Представленные доклады имеют несомненную научную новизну. Они отражают результаты оценки состояния земельных ресурсов на основе изучения природных сред и предложены рекомендации по природоохранным мероприятиям. Значительная часть докладов посвящена проведению землеустроительных работ в пределах урбанизированных территорий, в районах добычи полезных ископаемых, при создании особых экономических зон развития туризма. Часть докладов посвящена становлению земельно-имущественных отношений и их значению при ведении землеустроительных работ. Достоверность полученных результатов основана на использовании информации, представленной государственными структурами и на применении современных методов анализа. В 2012 г. работу секции открыл пленарный доклад профессора Государственного

университета Нью-Йорк (Фридония) Энн К. Дикин, который позволил оценить научный уровень и характер задач, решаемых землеустроителями США., познакомиться с тематикой научных исследований в США в этом направлении. Пленарный доклад профессора Института природных ресурсов ТПУ О.А. Пасько охарактеризовал историю и перспективы развития землеустройства. Практически все доклады вызвали активное обсуждение. Выступающим задавали не менее десятка вопросов и предложений, что позволяло с разных сторон обсудить проблему и увидеть перспективы исследований. Один из наиболее интересных докладов по данному направлению является доклад студентов Института природных ресурсов ТПУ В.П. Шереметьевой, Т.В. Летягиной «Землеустройство загрязненных земель на примере полигона твердых бытовых отходов в с. Ново-Михайловка», в котором на основе изучения химического состава почв рассматривается воздействие полигона ТБО на окружающую среду, определяется уровень их техногенного загрязнения и предлагается адекватный рациональный комплекс землеустроительных работ (рекультивация). Несомненный интерес представляет доклад студентов Института природных ресурсов ТПУ Л. В. Бабинович и Д.Д. Федотовой «Проблемы формирования кадастра особо охраняемых природных объектов в РФ». Интересен доклад студента Пермской сельскохозяйственной академии А.Ф. Орлова: «Применение геоинформационных систем при актуализации кадастровой оценки населенных пунктов в Пермском крае». Интересны и многие другие доклады.

В области проблем разработки нефтяных и газовых месторождений использованы методы повышения эффективности работ. В частности, использованы новейшие современные информационные технологии, вычислительные алгоритмы, математические модели и программные средства для трехмерного гидродинамического моделирования разработки нефтяных месторождений ECLIPSE 100, GeoQuest, Petrel, Temp Test, MS Office, Pipl-Sim; математические модели для описания процесса теплообмена в скважине между трехфазным флюидом и погружным оборудованием. Авторами применен новый метод обезвоживания нефти, основанный на использовании электрического поля в технологических установках подготовки нефти, а также оригинальный способ решения проблем замерзания перепускных клапанов при механизированных способах эксплуатации нефтяных скважин. Использован оригинальный способ и технические устройства высокообводных скважин, оригинальный метод фотонной корреляционной спектроскопии в исследовании дисперсных систем, применен вибрационный метод для измерения свойств нефтяных систем в области водонефтяного контакта, метод спектрометрического импульсного нейтронного гамма-каротажа, волоконно-оптического геотехнического мониторинга и др. Молодыми учеными использованы современные методы математического моделирования процессов движения жидкости и газа в пласте, проведено решение теоретических задач по оптимизации процессов фильтрации и повышению точности гидродинамических исследований скважин, также использованы современные информационные технологии, вычислительные алгоритмы, математические модели и программные средства для трехмерного гидродинамического моделирования разработки нефтяных месторождений (Eclipse 100t, GeoQuest, Petrel, Tempes). Кроме того, участниками симпозиума предложена механистическая модель лифта скважины при моделировании совместной разработки газовой шапки и оторочки высоковязкой нефти; оригинальная методика определения стратегии разработки нефтяных месторождений Западной Сибири интегрированная с анализом рисков и неопределенностей; оригинальные экспериментальные исследования процессов вытеснения нефти различными композициями из реальных образцов керна. В работах использовано математическое и физическое моделирование процессов нефтеизвлечения, проведены натурные эксперименты и испытания новых устройств и технологий на действующих месторождениях. Молодыми учеными предложены разработки новых оригинальных программ для решения конкретных задач по интенсификации добычи углеводородов и производительности скважин на нефтяных месторождениях на поздних стадиях разработки и при наличии осложнений вызванных асфальтосмолопарафиновыми отложениями. В частности, рассмотрено осложняющее добычу нефти тепловое взаимодействие скважинной продукции и узлов установки электроцентробежного насоса, приводящее к преждевременному выходу из строя погружного оборудования и кабельных линий. Построена физическая и математическая модель вынужденного конвективного теплообмена между трехфазным потоком флюида и погружным электродвигателем при различных свойствах флюида (плотности, вязкости, газонасыщенности, обводненности) и параметрах погружного оборудования (габаритных размеров двигателя, мощности, диаметра эксплуатационной колонны и др.). Актуальность данной проблемы обусловлена часто встречающимся отказом двигателя и кабельных линий по причине недостаточного охлаждения. Кроме того, экспериментальными и теоретическими исследованиями молодых ученых установлено, что образование дисперсных систем (эмульсий) внутри пласта может благоприятно сказываться на подвижности исходной нефти, тем самым, увеличивая ее дебит. Проведены исследования процессов образования и разрушения водонефтяных эмульсий. В качестве объекта исследования выбрана высоковязкая нефть Усинского месторождения. Данная нефть содержит высокий процент смол и асфальтенов (природных эмульгаторов), что позволяет получать устойчивые во времени эмульсии. Молодыми учеными использованы новые методы экспериментальных исследований процессов отложения неорганических солей и подбора ингибиторов для борьбы с этим явлением, а также оригинальные способы и техническое устройство для получения оперативной информации о технологических параметрах нефтедобывающих скважин. Лучшие доклады содержат результаты теоретических и экспериментальных исследований эффективности применения новых методов и технологий: 1) увеличение нефтеотдачи пластов и производительности скважин путем создания радиальных каналов методом глубокой гидроперфорации горных пород в сочетании с кислотным гидроразрывом пластов; 2) проблемы адаптации гидродинамических моделей к реальным характеристикам конкретных залежей и месторождений; 3) новые технологии и технические решения по совершенствованию скважинной добычи нефти (зарезка боковых стволов, управляемое бурение горизонтальных скважин, совместная разработка двух объектов и др.); 4) проблемы повышения успешности и прогнозирования эффективности проведения гидроразрыва пласта; 5) вопросы

конверсии попутных нефтяных газов в высокооктановые бензины на цеолитных нанокompозитных катализаторах; б) влияние ультрафиолетового облучения цеолитных нанокompозитных катализаторов на выход и селективность образования жидких углеводородов. В одном из лучших докладов Горшкова А.М., магистранта ИПР ТПУ отмечается, что в зависимости от состава и внешних условий нефть можно рассматривать как дисперсную систему или молекулярный раствор. Термодинамический анализ фазообразования в дисперсных системах показывает, что изменение размеров ассоциатов под действием различных факторов оказывает влияние на физико-химические свойства дисперсных систем. Таким образом, появляется новая независимая переменная – дисперсность, которая обратно пропорциональна размеру частиц, изменение которой характеризует важнейшие свойства коллоидно-дисперсных систем. Прямые измерения размеров ассоциатов в ультрамикрорегетерогенных и микрогетерогенных системах практически отсутствуют. Использование для этого методов обычной оптической спектроскопии затруднено из-за низкого разрешения приборов. Для разрешения этой проблемы предложено использовать метод спектроскопии оптического смещения – метод фотонной корреляционной спектроскопии. Цель работы – разработка методики определения размеров частиц в модельных дисперсных системах (золь гидрата окиси железа и золь серы) на приборе PhotoCor Complex, с дальнейшим определением размеров ассоциатов асфальтенов в нефти. В представленных докладах отражены разработанные собственно самими авторами новые модели интерпретации данных гидродинамических исследований скважин, новые экспериментальные методики проведения лабораторных исследований фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов и новые методики расчетов для подбора оборудования для эксплуатации скважин. Все вышеизложенное позволяет выработать рекомендации по созданию оптимальных систем разработки нефтяных и газовых месторождений и мероприятия по предупреждению осложнений при эксплуатации скважин. Одним из интересных докладов является доклад аспирантов Института природных ресурсов ТПУ Е.Н. Иванова и Ю.М. Кононова: «Программный комплекс для выбора методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Западной Сибири». В докладе представлена программа для оперативного анализа геолого-физической информации и аналитического моделирования применения методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Томской области. Среди докладов студентов наиболее интересным является доклад М.А. Кондратенко, В.А. Федорова, магистрантов Тюменского государственного нефтегазового университета: «Алгоритм идентификации гидродинамических параметров нефтяной скважины». В докладе представлена оригинальная модель интерпретации данных гидродинамических исследований скважин, дающая ряд преимуществ по увеличению точности определения забойного и пластового давления и фильтрационно-емкостных параметров пласта. Интересны и многие другие доклады по данному направлению.

В области исследования бурения нефтяных и газовых скважин и технологии и техники разведки МПИ применялся весь арсенал современных методов: тонкие физические измерения (электромагнитная эмиссия, дозированное радиационное облучение), современные математические методы обработки анализов на ЭВМ, выявлена новая возможность применения высокомолекулярного поливинилпирролидона в качестве добавок в тампонажных растворах, имеющих повышенную прочность почти в 2 раза и равные адгезийные свойства, измерение термо-ЭДС в твердосплавном породоразрушающем инструменте, определение микротвердости с использованием современных компьютерных микротвердомеров, тензометрия при определении режимных параметров бурения с выдачей информации на компьютер, а также методика регистрации импульсного релаксационного тока, возбуждаемого на границе горная порода–режущий инструмент и др. Молодые исследователи широко использовали программные средства автоматизированного проектирования различных технических устройств таких, как «Автокад», «Компас», программы расчета прочности изделий методом конечных элементов «Ansys», программы статистического анализа результатов применения новых образцов буровой техники, например «Statistica». В лабораторных исследованиях свойств различных материалов использовались комплексы современного аналитического оборудования, например, комплекс контроля свойств буровых растворов «OFITE». Для контроля процессов электризации породы на контакте с породоразрушающим инструментом при бурении скважин применялся разработанный в ТПУ новый метод записи электрических токов, протекающих через бурильную колонну. Студенты ТПУ спроектировали и создали лабораторную установку с компьютеризированным измерительным комплексом. Студентами кафедры бурения ИПР ТПУ подготовлен и продемонстрирован лабораторный стенд для проверки и отработки нового способа бурения – гидро-мониторно-абразивного с применением гидромониторного долота эжекторного типа. Ими разработаны также уникальные методики и лабораторные установки и стенды, например, установка, позволяющая оценивать влияние различных технологических жидкостей, используемых для бурения и крепления скважин, на проницаемость пласта в условиях, соответствующих условиям залегания продуктивных пластов нефтегазовых скважин и уникальный стенд для гидроабразивного бурения с циркуляцией в призабойной зоне абразивного порошка рэлита. Значительная часть представленных докладов по данному направлению ориентирована на разработку, либо усовершенствование буровых технических средств с использованием оригинальных идей, в большинстве своем не имеющих аналогов в буровой практике. Так, необходимо отметить разработанную студентами компьютерную программу для расчетов в буровой механике. В ряде докладов излагался ход проектирования и изготовления лабораторных установок для научных исследований в области бурения скважин. Некоторые разработки молодых ученых заслуживают патент или свидетельства на полезную модель.

В направлении «Бурение нефтяных и газовых скважин» большой интерес вызвал доклад инженера ОАО «ТомскНИПИнефть» Д.Н. Мезенцева, который является также аспирантом Национального исследовательского Томского политехнического университета. Его доклад посвящен результатам анализа влияния различных жидкостей глушения на проницаемость околоствольной зоны продуктивного пласта. В работе им использована уникальная разработанная автором лабораторная установка, позволяющая моделировать все условия,

характерные для продуктивного пласта – всестороннее давление, высокие температуры и градиенты давлений пластовых жидкостей и газов. Весьма интересный доклад, посвященный креплению нефтегазовых скважин, склонных к заколонным перетокам, с использованием в составе тампонажных портландцементов, расширяющих добавок, представили студенты Самарского государственного технического университета Е. А. Бурмистрова и Е.Г. Курбасова. В докладе освещены проблемы, возникающие при использовании расширяющих добавок разного состава, и пути их решения за счет оптимизации количества и качества добавок. Рассмотрено влияние ускорителей схватывания на качество цементного камня с расширяющими добавками. Доклад, посвященный новой теме – бурению скважин гидроабразивной жидкостью на основе релита с использованием гидромониторного долота эжекционного типа – представили студент Ф.Р. Алиев и аспиранты А.В. Ковалев и А.В. Епихин (Институт природных ресурсов ТПУ). Экспериментальное бурение на уникальной лабораторной установке велось авторами с циркуляцией релита в пределах забоя и всасывающих отверстий струйного эжектора. Получены зависимости механической скорости от геометрии струи и эжектора, а также от массы циркулирующего релита. Уникальная лабораторная установка сконструирована самими авторами. Интересный доклад представили студент Института природных ресурсов ТПУ И. С. Сулейманов и ассистент Института природных ресурсов ТПУ М. Л. Денисов. Ими были изучены различные методы контроля гранулометрического состава твердой фазы технологических жидкостей, используемых в бурении и креплении скважин. Установлена точность и предел применения этих методов. Доклад И.Р. Айсматуллина, студента Филиала Тюменского государственного нефтегазового университета (г. Нефтеюганск) был посвящен проекту нового фильтра для обустройства забоя нефтегазовой скважины со слабощемящим песчаником, в котором он предложил применять в качестве материала фильтра искусственную гранулированную керамику. Выделяется также доклад магистранта Института природных ресурсов ТПУ А. Л. Поломошнова, в котором были изложены результаты теоретического обоснования оптимизации долот PDC, широко применяемые в настоящее время при бурении нефтегазовых скважин.

В направлении «Современные технологии и техника разведки на месторождении полезных ископаемых» интересен доклад Н.Е. Горшенина, аспиранта Института природных ресурсов Томского политехнического университета: «Методика исследований процесса массопереноса при крупнообъемном опробовании месторождений методом скважинной гидродобычи», в котором приведены результаты теоретических и лабораторных исследований, выполненных в лабораторных условиях ТПУ. На основании этих исследований автору удалось разработать основные режимные параметры скважинной гидродобычи полезных ископаемых. Из студенческих научных работ интерес вызывает доклад студента Института природных ресурсов ТПУ Д.С. Романова: «Опробование угольных пластов в ООО Березовский РГП Кузбасс», в которой приведены результаты исследований, выполненных автором, предложены рекомендации по повышению качества опробования углей при геологической разведке. Очень интересен доклад ассистента И.Б. Бондарчука и студентов С.В. Шаца и В.В. Павлова (Институт природных ресурсов ТПУ): «Экспериментальный стенд для исследования процессов гидродинамического разрушения горных пород при скважинной гидродобычи железных руд Бакчарского рудопоявления». Экспериментальный стенд разработан самими авторами, которые уже за свои разработки получили несколько патентов. Интерес вызвал доклад студента Института природных ресурсов ТПУ М.В. Константинова «Подводный буровой комплекс для освоения ресурсов шельфа Арктики», в котором показана схема добычи нефти и газа с использованием подводной атомной буровой установки. Интересны и другие доклады данных научных направлений.

При рассмотрении вопросов по совершенствованию нефтегазопромыслового оборудования участниками симпозиума предложено применение ударно-волновой технологии в малодебитных и рентабельных скважинах; использование новейших информационных технологий для создания поисковой системы нефтегазопромыслового оборудования; применение кислотной обработки коллектора с использованием установки с гибкими трубами, что должно привести к интенсификации и увеличению притока нефти; показана уникальность и эффективность использования торцевых уплотнителей центробежных насосов и т.д.; были продемонстрированы результаты экспериментов по внедрению ударно-импульсной технологии воздействия на продуктивную зону нефтегазового пласта, что вдвое повышает нефтеотдачу; предложена оригинальная методика определения уровня жидкости в межтрубном пространстве нефтедобывающих скважин методами эхометрии; авторами была продемонстрирована модель учета, контроля и анализа надежности подземного оборудования эксплуатационного фонда скважин, оборудованных УЭЦН, которая позволит оперативно управлять технологическим процессом и снизить себестоимость добычи нефти; участниками симпозиума предложена новая технология селективного гидроразрыва продуктивных пластов с применением гибких непрерывных труб и т.д. и т.п. Одним из лучших докладов по данному направлению является доклад студента Пермского национального исследовательского Томского политехнического университета А. В. Сенькина, в котором автором представлены газосепараторы нового поколения с геликоидальным шнеком, позволяющие значительно увеличить срок службы глубинных центробежных насосов для добычи нефти. В работе студентки Самарского государственного технического университета М.Р. Ненашевой приведены результаты акустического воздействия на растворы ПАВ и предложена конструкция скважинного гидромониторного генератора, позволяющего интенсифицировать приток нефти в скважину. Интересен доклад студента Института природных ресурсов ТПУ М.А. Филимоненко, в котором намечены пути замещения отечественными приводами запорных устройств нефтегазопроводов, ведущих к экономическому эффекту. Интересны и многие другие доклады.

По направлению «Современные технологии и техника нефтегазопроводов и нефтегазохранилищ» участники симпозиума в своих сообщениях отражают решения актуальных сегодня задач, стоящих перед ОАО «Центрсибнефтепровод», ОАО «АК «Транснефть». Научные идеи и инженерные методики расчетов

представленных докладов позволяют использовать их в качестве экспресс-методов оценки при проектировании магистральных трубопроводов и насосно-силового оборудования. В своих расчетах, подтверждающих научные идеи, участники симпозиума использовали общие положения теории размерностей, гидравлического подобия и моделирования явлений, методы математической статистики обработки результатов экспериментов, микроструктурный анализ, потенциометрия, метод спектрального разложения Фурье, часть работ является конструкторскими разработками. В ряде работ рассмотрены результаты внутритрубной диагностики магистральных нефтегазопроводов. Изучены признаки особо опасного вида разрушений нефтегазопроводов – коррозионное растрескивание со стороны внешней катоднозащищенной поверхности. Проведен анализ методов обнаружения, диагностики и прогнозирования расслоения стенок труб нефтегазопроводов в процессе их эксплуатации. удалось смоделировать напряженно-деформационное состояние монтажных швов вертикального стального резервуара (РВС) в программном комплексе ANSYS® Workbench Simklation, рассмотрена возможность применения машин Стирлинга для предотвращения потерь легких фракций углеводородов от испарения при хранении нефти и нефтепродуктов в резервуарах. В представленных докладах отражены разработанные авторами методики для оценки состояния объектов магистральных трубопроводов и рекомендации по их применению. В работе Д.С. Рожковой и А.А. Мильке, студентов Института природных ресурсов ТПУ, рассмотрено использование протекторов для защиты трубопроводов от коррозии. В докладах отражены вопросы напряженно-деформированного состояния объектов магистральных трубопроводов, а также причины возникновения коррозионного растрескивания трубопроводов. В докладе студентки Института природных ресурсов ТПУ Я.Ю. Евдокимовой рассмотрены вопросы эффективности применения различных типов утяжелителей для магистральных трубопроводов. В работе студентов Института природных ресурсов ТПУ И.М. Комлевой и С.Э. Очировой предложена методика измерения потенциала труба-земля относительно медно-сульфатного электрода сравнения. Интересен доклад научных сотрудников М.А. Николаева, В.С. Каленского (Всероссийский НИИ природных газов и газовых технологий, г. Москва): «Новый подход к системе предупреждения опасных процессов на объектах, транспорта нефти и газа на основе волоконно-оптической системы геотехнического мониторинга». Интерес представляет работа студента О.И. Ракитина и аспиранта Р.Е. Терещенко (Институт природных ресурсов ТПУ): «Эффективность современных методов защиты трубопроводов от гидравлических ударов». Интерес представляет доклад магистранта Института природных ресурсов ТПУ В.В. Зайковского: «Применение магнитных технологий в сфере транспорта и хранения углеводородов». Научное и практическое значение имеют и другие доклады данной секции.

На секции горного дела молодыми учеными предложен оригинальный способ защиты от разрушения гидравлической крепи при воздействии горных ударов. В одной из научных работ дана новая методика расчета устройства, основанного на использовании инерционных сил, действующих на верхнюю часть крепи. Предложенный способ не имеет отечественных и мировых аналогов. Молодыми учеными также разработана оптимальная кинематика элементов винтопроходческих комплексов, позволяющая разрушать породу на забое с минимальными затратами энергии, даны расчеты анкерного крепления при проходке горно-разведочных выработок, составлены и решены уравнения, на основе которых предложен оптимальный вариант кровли и блоков горной выработки одной из шахт Кузбасса; рассмотрены способы, позволяющие избавиться от вредного воздействия момента, изгибающего штангу при бурении шпуров и скважин, что позволяет повысить в несколько раз усталостную выносливость инструмента и т.д. В научных работах по горному делу широко использовались методы имитационного и экономико-математического моделирования, методы планирования экспериментов, статистические методы обработки результатов экспериментов и аналитические исследования и т.п. Молодыми учеными проводились исследования, такие как изучение напряженно-деформированного состояния массива горных пород и управления мобильными (самоходными) машинами, опыт внедрения развитых систем автоматизации техники (дистанционное программирование процессов, бортовые телекамеры, системы технического зрения и автономной навигации, элементы искусственного интеллекта, объединение автоматизированных машин информационной сетью). В ходе автоматизации оборудования для горного дела широко используются сегодня элементы микроэлектроники. И это отражено в докладах молодых исследователей. В частности, интерес представляет доклад Н.А. Литвиновской, ассистента Пермского национального исследовательского политехнического университета: «Предотвращение газодинамических явлений из почвы подготовительных горных выработок в условиях подработки сильвинитового пласта (на примере Старобинского месторождения калийных солей)». В докладе представлены новые уникальные результаты исследования газоносности и газодинамических характеристик пород 1 калийного горизонта рудника 1 РУ ОАО «Беларуськалий». Проведен анализ газодинамических явлений из почвы подготовительных горных выработок в подработанном соляном породном массиве. Работа имеет большое прикладное значение. Также интересен доклад А.Н. Тимшина, студента Кузбасского государственного технического университета: «О применении и создании инструмента для бурения скважин с некруглым поперечным сечением». В докладе представлен новый предлагаемый буровой инструмент для получения взрывных скважин с некруглым поперечным сечением, который позволит использовать эффект взрывания скважин с некруглым поперечным сечением, в ряде случаев возможно до 25 % снижения удельного расхода взрывчатых веществ. Интересен также доклад в данном направлении аспиранта А.В. Потупина (Институт горного дела СО РАН, г. Новосибирск): «Численные исследования геомеханического способа управления продольным гидроразрывом в угольном пласте». Немалый интерес вызвал доклад магистранта А.А. Зиновьева (Новосибирский госуниверситет): «Математическое моделирование подземной добычи метана способом управляющего продольного гидроразрыва». Интересна работа аспиранта Томского политехнического университета Д.В. Федина «Разработка гидроимпульсного механизма для интенсификации процесса разрушения горных пород при ударно-вращательном способе

бурения», а также доклад студентов А.А. Николаева, Л.В. Петрова (Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова, г. Якутск): «Разработка ресурсосберегающей и экологически безопасной технологии подземной разработки россыпного месторождения алмазов «Солур». Интересны и многие другие доклады по данному научному направлению.

На секции «Моделирование процессов при транспортировке нефти и газа» доклады выполнены на высоком современном уровне. Актуальность их заключается в решении научных и практических проблем в области гидрогазодинамики, тепломассопереноса во внутренних системах (трубах и каналах), экспериментальных и теоретических методов исследования гомогенных и гетерогенных потоков, реологии вязких сред и теплофизики. В представленных докладах отражены разработанные собственно самими авторами новые методики комплексного физико-математического, компьютерного моделирования процессов переноса импульса, тепла и массы в гомогенных и гетерогенных средах в условиях наличия и отсутствия действия внешних сил (закрутка, магнитных полей, сил тяжести и т.д.), экспериментального исследования движений сложных сред в трубопроводах. Получены новые данные по гидродинамической и тепловой структуре смесей в условиях пространственной и тепловой деформации углеводородных сред. В некоторых докладах представлены новые данные по содержанию и закономерностям распределения интегральных параметров (сопротивления и тепломассопереноса) в инертных и химически реагирующих потоках жидкостей, анализу структуры движения фаз. В другой части докладов приведены новые схемы расчета и эффективные алгоритмы расчета пристеночных анизотропных потоков. Показаны результаты апробации редкоиспользуемых в практике прикладных расчетов модели турбулентности. Все вышеизложенное опирается на многочисленные сравнения с экспериментальными авторскими данными распределений гидродинамических и теплодиффузионных характеристик. Предлагаются критериальные зависимости для расчета потерь на трение и тепломассообмен при сложном движении смесей в трубопроводах. В процессе исследований молодыми учеными были использованы новейшие методы и методики такие как: моделирование течений смесей в рамках подходов – RANS, LES и Hybrid models, visualization, LDV Systems, photo-video technics; численное моделирование мелкомасштабных процессов в рамках низкорейнольдсовых течений и с неньютоновской реологией. Одной их наиболее интересных работ является доклад С.А. Павлова, аспиранта Института природных ресурсов ТПУ: «Методология экспериментального исследования режимов течения двухфазного потока». В докладе представлены новые уникальные результаты исследования эволюции структуры жидкостно- жидкостного потока в трубопроводах (на примере масло-вода). На основе авторских методик детально проанализирована картина эволюции динамических структур смеси, представлены данные изменений полей перепадов давления в реологически сложном потоке. Интересны также доклады аспирантов Института природных ресурсов ТПУ Р. Е. Терещенко: «Математическое моделирование течения и теплообмена неньютоновских жидкостей во внутренних системах» и Р.А. Альгинова «Численное моделирование гидродинамики и теплообмена при движении вязких сред на участках трубопровода с секциями Т-образной формы», а также аспиранта Института химии нефти СО РАН Е.В. Кирбижековой (г. Томск): «Образование асфальтосмолопарафиновых отложений в условиях обводненности нефти». Из студенческих научных работ наибольший интерес представляет доклад магистранта Института природных ресурсов ТПУ В.В. Зайковского: «Моделирование турбулентных течений слабозапыленных дисперсных сред при магистральном транспорте природного газа»; магистранта Института природных ресурсов ТПУ И.Ш. Ислямова: «Полуэмпирические гипотезы исследования турбулентности» и доклад студента А.А. Гагарина (Институт природных ресурсов ТПУ): «Моделирование пространственного потока электропроводящей жидкости в трубах и каналах при воздействии магнитного поля». В докладе представлены новые данные по управлению процессами переноса импульса и тепла в капельных жидкостях. Предложен эффективный численный алгоритм расчета зон релаксации возмущений. Интересны, особенно в теоретическом плане, многие другие доклады по данному направлению.

В направлении «Переработка углеводородного сырья» молодыми учеными использовались следующие новые методы, такие, как современные физико-химические методы исследования металлических и наноструктурированных цеолитных катализаторов: ИК-Фурье спектроскопия, рентгенофазовый анализ с помощью дифрактометра Shimadzu XRD-6000, дифференциальный термоанализ на приборе синхронного термического анализа NETZSCH STA 409 (Германия), электронно-микроскопические исследования на растровом электронном микроскопе VEGAII LMU (Чехия) с системой рентгеновского энергодисперсионного микроанализа, интегрированного с VEGAII LMU, Oxford INGA Energy 350; кислотные и каталитические свойства интерметаллидов и наноструктурированных цеолитных катализаторов изучены на специальных автоматизированных установках: термодесорбционная и проточные автоматизированные каталитические установки с различным объемом реакторов; современные методы исследования физико-химических свойств нефтеполимерных смол, а также новейшие методы термогравиметрии, рентгеноструктурного анализа, БЭТ, спектроскопии ЯМР 13С, метод ГХ-МС, спектроскопии ЯМР 13С, 1Н, ИК, метод математического моделирования, применение интеллектуальных программных комплексов, газовой хроматографии, метод термодесорбции и др. Лучшие доклады содержат результаты теоретических и экспериментальных исследований эффективности применения новых методов и технологий: 1) утилизация и глубокая химическая переработка попутных нефтяных газов (ПНГ) на наноструктурированных модифицированных цеолитсодержащих катализаторах в жидкие углеводороды и «сухой газ»; 2) углекислотная конверсия природного газа в синтез-газ на интерметаллидах никеля и алюминия; 3) переработка прямогонных бензиновых фракций газовых конденсатов и нефти на наноструктурированных модифицированных цеолитных катализаторах в высокооктановые бензины марок «Евро-4 и 5»; 4) получение различных модифицированных нефтеполимерных смол с улучшенными характеристиками из жидких продуктов пиролиза; 5) моделирование процессов промышленной подготовки нефти,

газа и газового конденсата и заводской переработки углеводородного сырья (обессоливание, обезвоживание, каплеобразование, сепарация, ректификация, каталитический риформинг, изомеризация, дегидрирование, гидрирование, алкилирование); 6) освещены вопросы совершенствования процессов переработки тяжелой смолы пиролиза в ценные химические продукты, а также получения 2-этилгексановой кислоты, как основного компонента при производстве металлокомплексных катализаторов и других веществ. 7) представлены результаты модернизации нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств с применением технологических моделирующих систем; 8) показана актуальность повышения ресурсоэффективности переработки различных видов углеводородного сырья в продукты с высокой добавленной стоимостью – высокооктановые моторные топлива и добавки к ним, полуфабрикаты синтетических моющих средств – линейные алкилбензолы, тяжелая смола пиролиза – сырье для производства саж и технического углерода, 2-этилгексановой кислоты для производства сиккативов, растворителей, оловоорганических соединений, в процессе получения солей металлов, служащих катализаторами в производстве пластификаторов. Результаты исследований позволяют объективно оценивать современный уровень развития нефтегазопромышленной отрасли, а также нефтепереработки и нефтехимии. Доклады выполнены на высоком научном современном уровне. Актуальность их заключается в решении научных и практических проблем в области цеолитного катализа и его применения в нефте- и газохимии, рационального природопользования, особенно легкого углеводородного сырья: природного и попутных нефтяных газов и газовых конденсатов, эффективного использования побочных продуктов пиролиза для синтеза нефтеполимерных смол. В представленных докладах рассмотрены результаты исследований по физико-химическим свойствам различных модифицированных микропористых цеолитных катализаторов типа ZSM-5, а также процессов переработки легкого углеводородного сырья: природного и попутного нефтяного газов, газовых конденсатов в низшие олефины, ароматические углеводороды и высокооктановые бензины, что имеет не только научное, но и большое прикладное значение, особенно для нефте- и газодобывающих регионов для решения экологических проблем, охраны окружающей среды и их комплексного развития. Впервые проведены исследования по превращению прямогонных бензинов и попутных нефтяных газов C_3C_4 на цеолитных катализаторах, модифицированных гетерополисидами Mo и W. Показано, что введение гетерополисидами Mo и W приводит к повышению выхода высокооктановых бензинов из газового конденсата и ароматических углеводородов из газообразных насыщенных углеводородов. Рассмотрены технико-экономические показатели этих новых процессов и показана перспективность их практического применения. Другая часть докладов была посвящена новым способам и процессам использования жидких продуктов термического пиролиза углеводородных фракций и получению на их основе новых эффективных нефтеполимерных смол. Показано, что модификация ароматических нефтеполимерных смол комплексом электрогенерированных окислителей позволяет значительно улучшить физико-механические характеристики модифицированных нефтеполимерных смол. Все вышеизложенное позволяет более квалифицированно разрабатывать рекомендации по рациональному использованию природных углеводородных ресурсов. Достоверность всех полученных результатов подтверждается большим количеством полученного экспериментального материала с использованием новейших физико-химических методов анализа. Одним из лучших докладов является доклад Г.С. Боженковой, ассистента Института природных ресурсов ТПУ и В.С. Сухих, студента Томского государственного университета: «Превращение попутного нефтяного газа и метанола на модифицированных цеолитах типа MFI». В докладе представлены новые результаты исследования совместной конверсии попутного нефтяного газа C_2C_4 и метанола на микропористых цеолитных катализаторах типа MFI, модифицированных цинком различными методами, изученных с помощью современных методов анализа как ИК-спектроскопия, рентгенофазовый анализ, электронная микроскопия и метод термодесорбции аммиака. Кроме того, интерес представляет также доклад П.В. Трушкова, студента Томского государственного университета: «Модифицированные пентасилсодержащие катализаторы для ароматизации этана», в котором представлены новые данные по ароматизации этана на пентасилсодержащих катализаторах, модифицированных цинком. Показано, что конверсия этана на немодифицированном пентасиле при $600\text{ }^{\circ}\text{C}$ и 500 ч^{-1} составляет 7,5 %, а выход аренов - 1,8 %. Введение цинка в пентасил позволяет значительно увеличить степень конверсии этана и выход аренов. Максимальная конверсия этана при $600\text{ }^{\circ}\text{C}$ наблюдается на катализаторе 3% Zn/НКВЦ и составляет 56,1 %, а выход аренов - 32,2 %. Выход аренов увеличивается преимущественно за счет образования нафталиновых углеводородов. Большой практический интерес представляет доклад студента Томского государственного университета Е.Б. Колесниковой, М.В. Вайсбеккер: «Физико-химические и каталитические свойства цеолитосодержащих катализаторов, модифицированных гетерополисидами, в процессе превращения прямогонных бензинов газового конденсата в высокооктановые бензины марок «Евро-4 и 5». Изложенные многими молодыми участниками результаты актуальны для решения проблем в области химической технологии природных энергоносителей, а также моделирования процессов промышленной подготовки нефти, газа и газового конденсата к заводской переработке углеводородного сырья (обессоливание, обезвоживание, каплеобразование, сепарация, ректификация, каталитический реформинг, изомеризация, дегидрирование, гидрирование, алкилирование). В представленных докладах освещены вопросы совершенствования процессов подготовки и переработки углеводородного сырья с целью получения высокооктановых компонентов моторных топлив, а также представлены результаты модернизации нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств с применением технологических моделирующих систем. Показана актуальность повышения ресурсоэффективности производства на стадии подготовки сырья для переработки путем анализа состава и свойств нефтей Западной Сибири. Результаты исследований позволяют объективно оценивать современный уровень развития нефтегазопромышленных отраслей, а также нефтепереработки и нефтехимии. Из докладов этого направления интерес представляет доклад

магистранта Е.В. Бульчевой (Институт природных ресурсов ТПУ): «Исследования процессов перемещения нефти в резервуаре при хранении», в котором представлены результаты гидродинамических характеристик потока при наливе жидкости в резервуар, а также показано изменение этих характеристик при использовании различных перемешивающих устройств. В данном научном направлении много интересных докладов.

По направлению «Современные технологии подготовки, освоения и переработки минерального сырья» доклады выполнены на высоком научном современном уровне. Актуальность заключается в решении научных и практических проблем в области переработки минерального сырья, рационального природопользования, охраны и защиты окружающей среды, технологии переработки минерального сырья. В представленных докладах отражены современные направления обогащения полиметаллических руд, технологии комплексного освоения и переработки отходов золоторудных объектов, полученные новые данные по созданию водостойких магnezиальных материалов на основе диоксидового и серпентинитового сырья. Показаны возможности увеличения поглотительной способности глин и активации бентонитов ионами натрия, исследованы возможности использования карбонатных марганцевых руд в металлургической промышленности и для получения катализаторов глубокой конверсии природного газа. Представлены новые результаты в области нетрадиционных методов получения оксидов металлов с использованием электрохимического синтеза на переменном токе, модифицирование свойств и эксплуатационных характеристик геля гидроксида алюминия, аналитического контроля ионного состава растворов промышленных предприятий, использующих природные рассолы. Разработаны методы получения сорбентов на основе отходов обезжелезивания воды, используемых для очистки и регенерации отработанных масел. Достоверность полученных результатов подтверждается большим количеством проведенных экспериментов, использованием современных методов физико-химического анализа. В процессе исследований молодыми участниками использовались новейшие методы и методики: рентгенофазовый анализ, рентгеноструктурный анализ, атомно-абсорбционный анализ, потенциометрия, кондуктометрия, электронная микроскопия, определение удельной поверхности по методу БЭТ, химический анализ и др. Наиболее интересным докладом является доклад В.П. Игашевой, студента Института природных ресурсов ТПУ: «Экструзионный способ получения сорбентов». В докладе представлены результаты использования железосодержащих осадков, образующихся в процессе дезинфекции подземной воды, которые предлагается использовать в качестве сорбента для очистки отработанных минеральных масел. Кроме того, интерес представляет также доклад М.М. Емельяненко, студента Магнитогорского государственного технического университета имени Г. И. Носова: «Подготовка текущих хвостов обогащения колчеданных руд к комплексному освоению» и доклад Е.В. Андриановой, студента Российского государственного геологоразведочного университета им. Серго Орджоникидзе (г. Москва): «Золоторудные объекты Центрального Алдана, благоприятные для кучного выщелачивания золота». Интересны и многие другие доклады в данном научном направлении.

В научных работах, связанных с комплексным использованием различных видов сырья, в процессе исследований применялись такие современные методы исследования, как рентгенофлуоресцентный анализ, электронная сканирующая микроскопия, комплексный термический анализ, спектрофотометрия, рентгенофазный анализ ДТА, атомно-абсорбционный анализ, атомно-эмиссионная спектрометрия, метод лазерного микроанализа, потенциометрия, инверсионная вольтамперометрия и др. Доклады секции выполнены на высоком научном современном уровне. Актуальность заключается в решении научных и практических проблем в области комплексного использования минерального сырья. В представленных докладах отражены разработанные собственно самими авторами и их научными руководителями технологии рационального использования сырьевой базы России, а также представлены технологии переработки техногенных отходов с целью замены ими природного сырья. Особое внимание уделено проблемам ресурсоэффективности. В связи с особенностью географического расположения и суровыми климатическими условиями Россия вынуждена расходовать огромные энергетические ресурсы на отопление зданий и сооружений различного назначения. Кроме того, эта проблема связана с невысоким качеством и ограниченным ассортиментом материалов, используемых при тепловой изоляции теплогенерирующих установок, тепловых магистралей и объектов теплоснабжения. Примером практически значимой технологии является разработка получения пеностекла на основе алюмосиликатного сырья. Проведенные исследования подтверждают целесообразность использования всего известного многообразия различных техногенных отходов с алюмосиликатной основой в качестве исходного сырья для варки стекла, на основе которого можно получать пеностекло при более низких энергозатратах. Особая актуальность этого вопроса была выделена в докладе профессора ТПУ В.А. Лотова. Молодыми участниками были предложены новые технологии создания новых видов керамики и силикатных строительных материалов, разнообразных стеклоизделий, а также в ряде случаев предложены в качестве сырья нестандартные минеральные ассоциации для производства некоторых изделий и т.д. Так, интерес представляет научная работа магистранта Томского политехнического университета В.С. Стрюкова «Теплоизоляционные керамические материалы на основе природного сырья». Пористые керамические изделия играют важную роль в современной технике, что обусловлено их низкой теплопроводностью и теплоемкостью, высокой газо- и жидкостной проницаемостью, значительной адсорбционной способностью. Преобладающую часть пористых керамических изделий используют в качестве промышленной теплоизоляции, позволяющей уменьшать массу и толщину ограждающих поверхностей тепловых агрегатов, снижать потери теплоты на аккумуляцию и излучение, обеспечивать равномерное распределение температур в рабочем пространстве, повышать производительность печей и др., что в совокупности ведет к значительной экономии топлива, энергии, времени, капитальных затрат. В.С. Стрюков предложил получение эффективных теплоизоляционных керамических материалов по пластичной

технологии на основе природного кремнеземистого сырья – диатомитовой породы с использованием пороформирующих и пластифицирующих добавок. Интересен доклад Е.А. Сударева, аспиранта Института физики высоких технологий ТПУ: «Проектирование составов особо тяжелых бетонов». В докладе представлены примеры новых материалов как общестроительного, так и специального назначения. К числу таких материалов относятся особо тяжелые бетоны для защиты от радиации. Из всех радиоактивных излучений наибольшей проникающей способностью обладают гамма- и нейтрон-излучения. В связи с этим особо тяжелые бетоны для защиты от радиации и γ -лучей изготавливают, как правило, на тяжелых заполнителях из чугунного скрапа, железной руды, барита, лимонита, магнетита и др. Поэтому целью сообщения являлось ознакомление с расчетами составов особо тяжелых бетонов на различных заполнителях. Из студенческих научных работ интерес представляет работа Л.П. Говоровой (Институт физики высоких технологий ТПУ): «Физико-химические и структурно-минералогические особенности огнеупорного алюмосиликатного сырья Северо-Западного региона России. В докладе представлено комплексное исследование огнеупорного глинистого сырья Северо-Западного региона России: огнеупорных глин Иксинского месторождения (марки ГИО-2 и ГИО-5) Архангельской области, каолина Боровичско-Любытинского месторождения (КБПЛ-1, КБПЛ-2 и КБПЛ-3) Новгородской области и глинистых бокситов Тиманского месторождения (ГБТ-1 и ГБТ-2) Республики Коми. За объект сравнения был выбран каолин Обозновского месторождения (Украина), который в настоящее время признан как один из наиболее качественных украинских каолинов. Установлено, что один из путей повышения прочностных характеристик изделий (в т.ч. гранулированного материала) на основе данных каолинов является подшишковка глиноземистыми добавками, нейтрализующими процесс кристобалитизации за счет связывания кремнезема, выделяющегося из структуры каолита во вторичный муллит. Научный и практический интерес представляют и другие доклады данного направления.

В процессе исследования геоэкологических проблем и охраны и защиты окружающей среды молодыми учеными использовались такие методы, как метод осколочной f-радиографии, инструментальный нейтронно-активационный анализ (ИНАА), атомно-эмиссионная спектрометрия с индуктивно-связанной плазмой (ISP), методы гамма и альфа - спектрометрии, метод лазерного микроанализа с применением компьютерных методов обработки результатов исследований, рентгено-структурный анализ, катодная люминесценция, биотестирование, потенциометрия, электронная микроскопия и др. В работе молодых участников симпозиума широко использован современный уровень применения ГИС-технологий при экологическом сопровождении в процессе освоения и эксплуатации разнообразных месторождений. В научных работах предложены и новые, практически значимые методы в области геоэкологии, радиоэкологии, геохимии, биогеохимии, рационального природопользования, охраны и защиты окружающей среды, в частности, предложено рассмотрение поведения брома, как элемента-индикатора техногенного воздействия на различные среды; использование разработанных программ радиоэкологического мониторинга на различных объектах; проведена оценка влияния отвалов горнодобывающих предприятий на почву; предложена организация работы по разработанной авторами программе радиоэкологического мониторинга в районах нефтегазодобычи. Молодыми учеными были продемонстрированы итоги разработки нового потенциометрического метода с использованием геохимических характеристик биоты при индексации качества природной среды; были предложены оригинальные идеи при переработке отходов производства; новые методологические подходы к разработке очистных сооружений; методы оптимизации составов исходных материалов и технологических режимов при утилизации промышленных химических отходов; моделирование и исследование процессов очистки сточных вод высокоактивными материалами нанотехнологий и использование электрических разрядов как эффективного инструмента очистки природных вод и промышленных стоков; моделирование и изменение условий функционирования биоценоза с помощью УФ- и ИК-излучений, совершенствование электрохимических технологий обезвреживания отходов фармацевтической промышленности, использование усовершенствованного математического аппарата для оценки геотехнической безопасности оползневых территорий и т.д. и т.п. Вся тематика научных экологических докладов на секции проходила по четырем направлениям: 1) общие геоэкологические проблемы территорий; 2) общие экологические проблемы и биотехнологии; 3) эколого-геохимические проблемы; 4) радиоэкология; 5) охрана и инженерная защита окружающей среды. В представленных докладах отражены результаты собственных исследований авторов по комплексной оценке воздействия на окружающую среду и оценке экологических рисков, что восполняет пробел в решении существующей проблемы объективной и полной оценки уровня загрязнения урбанизированных, горнодобывающих и нефтегазодобывающих территорий. Получены новые данные по содержанию редких, редкоземельных и радиоактивных элементов в пылеаэрозольных выпадениях на территории г. Усть-Каменогорска (Республика Казахстан) и районе Томской области. В некоторых докладах представлены новые данные, отражающие геохимические особенности почв урбанизированных территорий и зоны расположения полигона ТБО. Часть докладов посвящена изучению содержания и особенностей распределения химических элементов в органах и тканях человека, проживающего в различных ландшафтно-геохимических и техногенно-трансформированных условиях природной среды, произведена оценка регионального уровня содержания элементов в волосах по предварительному количеству проб, предложены региональные нормативы по элементному составу волос в Томской области. Был представлен доклад в рамках нового научного направления «медицинская геология», в котором была доказана экологическая обусловленность заболевания саркоидозом в Томской области, что, несомненно, имеет важное значение при лечении этого заболевания. Все вышеизложенное позволяет грамотно разрабатывать рекомендации по природоохранным мероприятиям и рационально использовать природные ресурсы. Достоверность всех полученных результатов подтверждается значимым количеством проанализированных проб с применением современных методов анализа. Научный и практический

интерес по данному направлению представляет доклад О.М. Середкиной, аспиранта Иркутского государственного технического университета: «К вопросу об изучении глубинного происхождения радона на территории г. Иркутска». В докладе представлены новые данные об уровнях загрязнения радоном территории города Иркутска, автором составлены карты радоноопасности территории города Иркутска, рассчитаны риски возникновения дополнительных случаев злокачественных новообразований населения г. Иркутска в результате вдыхания радона. Из студенческих докладов необходимо отметить доклад А.Р. Ялалтдиновой, студента Института природных ресурсов ТПУ: «Элементный состав золы листьев тополя черного (*Populus nigra* L.) как индикатор экологического состояния территории г. Усть-Каменогорска» и «Изучение содержания редких, редкоземельных и радиоактивных элементов в пылеаэрозольных выпадениях в зоне воздействия северной промышленной зоны г. Усть-Каменогорска (Республика Казахстан)». В первом докладе представлены новые данные об элементном составе золы листьев тополя черного территории г. Усть-Каменогорска (Республика Казахстан), а выявленные закономерности в накоплении элементов в составе золы листьев позволяют рекомендовать его в качестве индикатора экологического состояния территории. Во втором докладе представлены новые данные об уровнях накопления редких, редкоземельных и радиоактивных элементов в пылеаэрозольных выпадениях в зоне воздействия северной промышленной зоны г. Усть-Каменогорска, определена форма нахождения урана в составе пылеаэрозолей, показана дальность переноса пылеаэрозольных частиц от источника воздействия. Научный и практический интерес имеют и другие доклады данного направления.

На секции «Экономика минерального и углеводородного сырья. Горное право» доклады выполнены на высоком научном современном уровне. Актуальность исследований состоит в решении научных и практических проблем в области экономики минерального сырья, экономики нефтегазовой отрасли и горного права. Представленные доклады имеют несомненную научную новизну. Результаты исследований молодых ученых показали возможность использования энергетической рентабельности для оценки эффективности работы энергоёмких отраслей ТЭК; экономическое обоснование оптимизации фонда скважин с методикой оценки фонда бездействующих скважин, позволяющих эффективно управлять проблемным фондом скважин; новые идеи организации технико-внедренческих зон для России, практику использования метропольрегионов в Германии. В представленных докладах был проведен экономический анализ истощения углеводородных ресурсов Томской области, обоснован критерий сравнения энергоресурсов – энергетическая рентабельность, представлена перспективная методика их оценки с применением этого критерия, выделены инновационные аспекты альтернативных энергоресурсов и дана оценка их экономической эффективности, рассмотрены проблемы мультикультурных факторов в нефтедобывающей отрасли и проблемы утилизации попутного нефтяного газа, исследованы особенности применения CVP-анализа деятельности нефтегазовой компании. В некоторых докладах представлены данные по оценке наличия сырьевой базы углеводородов на территории Томской области и Западно-Сибирской нефтяной провинции, масштаб их освоения. Озвучены проблемы организации производственной деятельности: дана управленческая оценка организации производства через аутсорсинг, оптимизации капитала промышленных компаний. Интересным докладом в данном направлении является доклад А.Н. Соколова, научного сотрудника Института проблем нефти и газа СО РАН: «Методика расчета EROEI на примере разработки Средневилюйского газоконденсатного месторождения». В докладе была представлена оригинальная идея использования энергетической рентабельности как критерия сравнения энергоресурсов. Была предложена модификация методики расчета энергетической рентабельности для нефтегазовой отрасли, проведена оценка углеводородных ресурсов по энергетической рентабельности. Из студенческих работ интерес представляет доклад А.Н. Свинаярева, магистранта Института природных ресурсов ТПУ: «CVP-анализ деятельности нефтегазовой компании». В докладе представлены данные финансово-хозяйственной деятельности нефтегазового предприятия, осуществлена классификация затрат, продемонстрирована роль CVP-анализа а экономическом анализе и принятии на его основе управленческих решений, предложен порядок расчета прибыли, основанный на учете постоянных и переменных затрат нефтегазового предприятия. Интересен также доклад аспиранта Санкт-Петербургского государственного горного университета Д.И. Зайцевой: «Экономические инструменты решения проблем истощения сырьевой базы углеводородов Томской области». Интересны и другие доклады.

Главными рабочими языками на симпозиуме были русский, английский и немецкий. Поскольку часть докладов участниками делалась на английском и немецком языках, то для них работала специальная секция – «Геология и нефтегазовое дело» с двумя подсекциями, на которой было представлено 90 докладов 102 авторов. На открытии данной секции выступил представитель Британского Совета – Harriot-Watt University. Участники симпозиума представили доклады на актуальные темы в области геологии и нефтегазодобычи, доложив результаты своих персональных исследований, а также дали информацию по новейшим технологиям в нефтегазовом деле, полученную при изучении научной англоязычной литературы и литературы на немецком языке. Помимо российских участников с докладами выступили представители зарубежья – из Индонезии, Вьетнама, Германии, Англии. В составе конкурсной комиссии секции присутствовали специалисты, свободно владеющие английским и немецким языками. Они отметили как наиболее интересные следующие доклады: Г.А. Еремяна, студента Института природных ресурсов ТПУ: «Increasing the reliability of granulometric rock analysis through sedimentary and microscopic study correlation». Работа автора направлена на решение актуальной проблемы, связанной с определением свойств горных пород, в частности гранулометрического состава осадочных пород. Современные методы анализа гранулометрического состава не обеспечивают достаточную достоверность, так как не позволяют одновременно учитывать форму частиц и их седиментарный диаметр, играющий важную роль в процессах осадконакопления. Отсюда следуют грубые ошибки в оценке, в частности,

фильтрационно-емкостных свойств углеводородосодержащей породы и в подсчете запасов нефти и газа на конкретном месторождении. Автором и его научным руководителем профессором А.Т. Росляком разработана новая методика в виде аппаратурно-программного комплекса, обеспечивающего анализ размеров частиц во всем диапазоне для данного образца породы. Кроме того, физические принципы анализа должны коррелировать с физическими основами образования осадочных пород и учитывать форму частиц. Этим условиям наиболее полно удовлетворяет сочетание методов микроскопического и седиментационного анализа размеров частиц. Однако до сих пор не разработаны методики, приборы и программные продукты, обеспечивающие корреляцию численно (микроскопия) и массового (седиментация) распределения частиц по размерам с автоматической оценкой достоверности анализа. Автор сделал попытку решить эту проблему, представив свою разработку. Интересен также доклад А.В. Бородина, младшего научного сотрудника отдела мониторинга разработки ОАО ТомскНИПИнефть»: «Estimation of remaining reserves in heterogeneous mature oilfield by the example of field X», в котором автором проведена оценка выработки запасов для нефтяного месторождения X Томской области. В исследовании представлено обоснование системного подхода к проблеме анализа выработки запасов для месторождений, находящихся на третьей стадии разработки. Данная проблема является актуальной, поскольку большинство месторождений Западной Сибири эксплуатируются с высоким процентом обводненности. В связи с этим реализация мероприятий, направленных на увеличение добычи нефти, (например, бурение зарезок боковых стволов) связана со значительными рисками. Однако эти неопределенности могут быть сняты при условии корректной локализации остаточных запасов, что и было продемонстрировано в работе. Результатом работы является предложение экономически целесообразного геолого-технологического мероприятия - бурение зарезки бокового горизонтального ствола, причем чистый дисконтированный доход после этого на апрель 2017 г. оценивается в 25 млн. рублей. Члены конкурсной комиссии - специалисты подчеркивают, что и другие доклады на данной секции представляют большой интерес.

Кроме этого, в рамках симпозиума был проведен Круглый стол по теме: «Профессиональная коммуникация и проблемы преподавания профессионального иностранного языка в области природных ресурсов недр Земли». Представленные доклады выполнены на высоком научно-теоретическом уровне. Актуальность исследований заключается в решении проблем преподавания профессионального иностранного языка в области природных ресурсов недр Земли. В представленных докладах отражены методы преподавания иностранного языка в неязыковом ВУЗе, перспективы использования проектной методики при проведении внеурочных мероприятий на иностранном языке со студентами неязыковых специальностей. Были заслушаны доклады для обсуждения и обмена опытом по проведению студенческого фестиваля по профессиональному иностранному языку «Свои исследования миру», в организации международной студенческой научной видеоконференции «Приближаюсь к Арктике». В некоторых докладах были рассмотрены методы обучения чтению аутентичной литературы на иностранном языке, методы обучения письменной речи студентов специальностей Института природных ресурсов, метод диктантов в обучении письму и письменной речи на занятиях по профессиональному иностранному языку. В других докладах были представлены эффективные виды и формы при обучении иноязычной монологической речи студентов технического ВУЗа. Показана система послетекстовых упражнений, используемых при обучении изучающему чтению по специальности. Рассмотрены понятия «гест», «тестирование», «тестовое задание», используемых при обучении профессиональному иностранному языку студентов неязыковых специальностей. Изучена специфика терминов научно-технической литературы и технологии обучения терминам в неязыковом ВУЗе. Все вышеизложенное позволяет увидеть преимущества использования инновационных методов и приемов в обучении студентов всех направлений и специальностей Института природных ресурсов, применять эти технологии в преподавании иностранного языка в сфере профессионального общения, показать перспективы использования методик и проектной деятельности, а также организовывать фестивали и конференции на базе кафедры иностранных языков Института природных ресурсов ТПУ.

В процессе работы симпозиума на секциях использовались современные технические средства демонстрации научных работ: мультимедийный проектор, компьютерный проектор, ноутбук, графопроектор, программа для презентаций «Powerpoint», оверхед, проектор «Полилюкс», демонстрационное средство «Лектор 2000», видеопроекторы, диапроекторы, проектор Nec 595VT, оптические преобразователи в режиме Power Point, интерактивная доска Hitachi, видео-стена 3-D визуализации, плазменный экран, а также использовались для демонстрации самые последние версии популярного пакета программ MS Office, Corel Draw, Arc View, MapInfo и других новейших программных средств. Некоторые доклады сопровождался показом фильмов собственного производства.

Конкурсное жюри симпозиума наградило авторов лучших докладов дипломами, призами и памятными подарками. Всем докладчикам были вручены сертификаты. Награждение лауреатов состоялось в торжественной и праздничной обстановке в Международном культурном центре Национального исследовательского Томского политехнического университета. Для участников симпозиума был дан праздничный концерт.

В период работы симпозиума для участников была организована интересная культурная программа. Были проведены экскурсии по городу, в Сибирский ботанический сад (в отдел тропической и субтропической растительности), в музей редких и древних книг, в музей истории Томского политехнического университета, в музей-кабинет академиков В.А. Обручева и М.А. Усова, в минералогический и палеонтологический музеи Томского политехнического университета, в библиотеку Томского политехнического университета, в Центр подготовки магистров в области нефтяного инжиниринга, созданного на базе Эдинбургского университета «Хериот-Ватт» (Великобритания) и Томского политехнического университета, в современное автоматизированное хранилище с лабораторно-аналитическим Центром, в Научно-исследовательский

ядерный реактор ТПУ. Гости симпозиума познакомились с учебными корпусами и лабораториями ИПР ТПУ, с двумя Инновационными научно-образовательными Центрами ИПР («Трубопроводный транспорт нефти и газа» и «Урановая геология»), оснащенными новейшим современным оборудованием на уровне мировых стандартов. Для гостей был показан фильм об истории, традициях и научных достижениях ИПР ТПУ.

В рамках XVI Международного симпозиума им. М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» был проведен конкурс федеральных инновационных исследовательских грантов «У.М.Н.И.К.» для лучших научных работ. В итоге было отобрано 50 лучших научных разработок, которые представлены на следующие, более высокие туры.

Учитывая финансовые трудности в стране, редакционная коллегия в целях поддержки научной молодежи приняла решение опубликовать материалы большинства представленных докладов. Критерием отбора служили лишь содержание докладов, их научная новизна, практическая значимость и возраст авторов. Редакционная коллегия симпозиума надеется, что публикуемые материалы позволят заинтересованным читателям получить представление об уровне научных исследований в области геологии и освоения недр, выполняемых молодыми учеными, и использовать предложенные молодыми авторами идеи и разработки в своей научной и производственной деятельности. Кроме того, публикация трудов каждой секции открывается проблемным докладом ведущих ученых и специалистов научного направления каждой конкретной секции. Редакционная коллегия считает, что опубликованные доклады ведущих ученых будут полезны и интересны студентам и аспирантам, ведущим исследования в данных научных направлениях.

Редакционная коллегия симпозиума выражает благодарность администрации Томского политехнического университета (ректор ТПУ, профессор П.С. Чубик), руководству Института природных ресурсов ТПУ (проректор-директор ИПР ТПУ, А.Ю. Дмитриев), финансовой поддержке которых способствовала проведению симпозиума и публикации данного сборника.

Ученый секретарь симпозиума, доцент, кандидат геол.-мин.наук – Г.М. Иванова

**ПОСВЯЩАЕТСЯ
110-ЛЕТИЮ СО ДНЯ РОЖДЕНИЯ ПРОФЕССОРА,
ЗАСЛУЖЕННОГО ДЕЯТЕЛЯ НАУКИ И ТЕХНИКИ Л.Л. ХАЛФИНА
И 40-ЛЕТИЮ НАУЧНЫХ МОЛОДЕЖНЫХ КОНФЕРЕНЦИЙ
ИМЕНИ АКАДЕМИКА М.А. УСОВА
«ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР»**

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

**НАУЧНАЯ И ИННОВАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ ТОМСКОГО
ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА СЕГОДНЯ**

В. А. Власов, проректор ТПУ

***Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия***

В рейтинге Министерства образования и науки Российской Федерации Национальный исследовательский Томский политехнический университет сегодня занимает 2 место среди 148 технических и технологических вузов страны. Впереди – Московский государственный технический университет имени Н.Э.Баумана. По объемам НИОКР ТПУ занимает второе место среди вузов Минобрнауки РФ и первое место по объему внебюджетных средств, заработанных на науке.

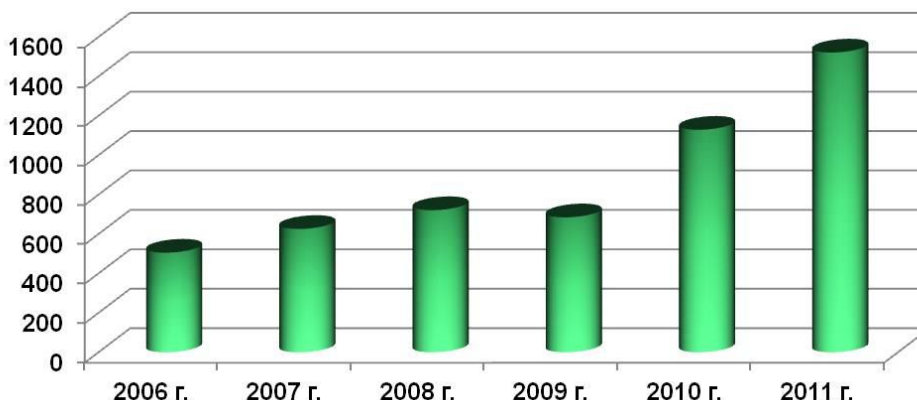
Впервые в 2011 ТПУ вошел в топ–700 лучших университетов мира согласно новому рейтингу QS World University Rankings 2011. Всего в этот список вошли 13 вузов страны, среди которых – лишь два технических вуза.

Объем научного внебюджета ТПУ составляет более 50% от объема всех вузов г. Томска и около 40% от всего Томского научно-образовательного комплекса. В 2010 г. объем НИОКР ТПУ впервые превысил один миллиард рублей, в 2011 году – более 1,5 млрд.руб. В среднем на одного научно-педагогического сотрудника в 2011 г. приходится 460,8 тыс.руб. (среднее по Минобрнауки РФ – 174,1 тыс.руб.).



***Проректор по научной работе и
инновациям ТПУ В.А. Власов с
Президентом РФ Д.А. Медведевым
(2011 г.)***

Динамика объемов НИОКР за 2006–2011 гг., млн.руб.



Университет принимает активное участие в реализации проекта «ИНО ТОМСК'2020» – Центр образования, исследований и разработок. Созданный в рамках «ИНО Томск'2020» консорциум вузов и научных организаций города «UniTomsk» возглавил ректор нашего университета П.С.Чубик.

ТПУ является единственным российским вузом, входящим в Ассоциацию ведущих европейских университетов в области инженерного образования и исследований CESAER, которая включает 57 вузов из 25 стран. В 2011 г. Томский политехнический университет впервые получил место в Совете директоров CESAER. Томский политехнический университет – первый российский вуз, который принят во Всемирную инициативу ведущих мировых вузов по модернизации инженерного образования CDIO (Conceive — Design — Implement — Operate), включающую около 70 высших учебных заведений из 25 стран мира.

В ТПУ сегодня работают 14 академиков и 8 членов-корреспондентов РАН и РАМН, 26 Заслуженных деятелей науки и техники РФ. В ТПУ сегодня учатся 23000 студентов, среди них 11,7 % составляют иностранцы. В ТПУ – 31 учебный корпус общей площадью 197 350 кв. м.; 5500 компьютеров с выходом в Интернет; свыше 200 точек Wi-Fi в корпусах; 3 научно-исследовательских института и научно-исследовательский ядерный реактор. В ТПУ студенты обучаются по 87 специальностям, 26 направлениям подготовки бакалавров и 104 программам магистров под руководством 1050 кандидатов наук и 290 докторов наук. В ТПУ входят 8 учебных институтов, 3 факультета, 100 кафедр, 17 научно-образовательных центров, 68 научно-исследовательских лабораторий. Ежегодно в ТПУ защищаются 30 докторов и 120 кандидатов наук. ТПУ ведет работу в 30 странах мира. ТПУ стал родоначальником 20 дочерних ВУЗов и НИИ в России.

Во время визита в Томск главы Росатома С.Кириенко было подписано соглашение между госкорпорацией и Администрацией Томской области об организации в ТПУ подготовки кадров для предприятий атомной отрасли России и иностранных государств в рамках Ассоциации «Консорциум опорных вузов Росатома», которая была создана в этом году. Сотрудничество с Росатомом лучший на сегодняшний день пример интеграции промышленности и высшей школы для реализации стратегических задач государства. Ректор ТПУ П.С. Чубик избран сопредседателем Ассоциации.

ТПУ вошел в состав учредителей 14 технологических платформ из 28 организованных в РФ в 2011 году. В рамках ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007-2013 годы» поддержано 6 проектов по 5 ТП с общим объемом 30,6 млн.руб., в т.ч. на 2011 г. – 18,9 млн.руб.

В программы инновационного развития 17 госкорпораций подано 89 проектов. По информации Минобрнауки ТПУ вошел в 11 ПИР крупных компаний с государственным участием, по шести из которых университет является опорным вузом (ОАО «ГАЗПРОМ», ГК «Росатом», ОАО «ИСС», ФГУП «НПО «Микроген», ОАО «Системный оператор ЕЭС», ОАО «РАО Энергетические системы Востока»).

Сотрудниками, аспирантами и докторантами ТПУ в 2011 г. защищено 32 докторские и 120 кандидатских диссертаций. Эффективность работы аспирантуры и докторантуры по ПНР НИУ 50,2% от приема. Одним из значительных событий 2011 года была защита докторской диссертации 26-ти летнего Павла Стрижака – это рекордный возраст диссертанта в России, кроме того, впервые в истории Томска гражданин Японии Кенсуке Уемура защитил докторскую диссертацию в Совете ТПУ. По количеству защит ТПУ занимает первое место по кандидатским и второе по докторским диссертациям среди вузов и организаций Минобрнауки РФ.

Сотрудниками университета в 2012 г. опубликовано:

- 8485 статей, докладов и тезисов, в т.ч. 2258 статей в научной периодике, индексируемой иностранными и российскими организациями (Web of Science, Scopus, Российский индекс цитирования). 141 статья в журналах с высоким импакт-фактором (в т.ч. Nature: ИФ 36,101 и Nature Nanotechnology – 30,306.). На 13% увеличился суммарный индекс Хирша сотрудников ТПУ. Десять сотрудников имеют индекс Хирши более 10;

- 136 монографий, в том числе 40 за рубежом;
- выпущен первый номер электронного научного журнала «Вестник науки Сибири».

В 2011 г. на базе ТПУ было проведено 77 научных мероприятия, из них 30 – Международных научно-технических конференций, в т.ч. Форум ведущих зарубежных ученых «Перспективные технологии XXI века – Россия и зарубежье» в рамках ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007-2013 годы», организатором которого выступило Министерство образования и науки РФ. В рамках Форума прошло совещание ректоров университетов победителей конкурса по постановлению Правительства РФ №220.

Разработки ученых ТПУ были представлены на 70 различных выставках и отмечены 86 медалями и дипломами.

Выставочный Центр ТПУ посетили более 100 делегаций, в т.ч.: Президент РАН академик Ю.С. Осипов, генеральный директор Государственной корпорации «Росатом» С.В. Кириенко, представители компании Statoil (Норвегия) и атомного совета Малайзии, первый секретарь Посольства США в РФ и др.



Профессора Национального исследовательского Томского политехнического университета на праздновании 115-летия ТПУ



Главный корпус Национального исследовательского Томского политехнического университета

Результаты ТПУ по постановлению Правительства РФ №219

Созданием проектно-конструкторского института с опытным производством (ПКИ ОП) и лаборатории технологического прогнозирования, завершён инновационный цикл университета. ТПУ первый из томских вузов создал такую структуру.

Сотрудниками ТПУ получено 154 патента; на бухгалтерский баланс поставлено 8 объектов интеллектуальной собственности; заключено 8 лицензионных договоров; поданы заявки на получение 3 зарубежных патентов.

На сегодня в ТПУ создано 8 малых инновационных предприятий (МИП) в соответствии с ФЗ – 217 (план 8). Всего МИП, в состав учредителей которых ТПУ входит на уровне блокирующего пакета – 29, в т.ч. 28 создано по ФЗ №217. В МИП создано 91 рабочее место, в том числе в 2011г. – 35.

Резидентами инновационного центра «Сколково» стали 3 МИП, учрежденные ТПУ по ФЗ-217: Центр исследований и разработок «Интеллектуальные энергосистемы»; ООО «Нанокор», кластер биомедицина; ООО «Центр нефтегазовых технологий», кластер энергоэффективности. Поддержаны приоритетные инновационные проекты ТПУ, переданные для реализации в МИП – резидентах центра «Сколково»:

- «Гибридный всережимный моделирующий комплекс реального времени распределительной сети» (руководитель проф. каф. ЭЭС Гусев А.С.);
- «Разработка технологии лечения атеросклероза кровеносных сосудов человека с помощью химически-модифицированных наночастиц» (зав. каф. БИОХ Филимонов В.Д.);
- «Веб-моделирование онлайн для мониторинга и управления сепарацией и утилизацией попутного газа» (руководитель доцент каф. ИПС Хамухин А.А.);
- «Децентрализованные системы электроснабжения с участием возобновляемых источников энергии, систем накопления и активным потребителем» (руководитель проф. каф. ЭПП Лукутин Б.В.);
- «Программно-аппаратная платформа для встроенных цифровых систем управления преобразованием электроэнергии» (руководитель доцент ЭПЭО Каракулов А.С.).

СТБИ оснащен технологическим и учебно-демонстрационным оборудованием на сумму 7,2 млн.руб.

Создана Ассоциация хозяйственных обществ, учрежденных с участием ТПУ в рамках 217-ФЗ. Разработаны 2 программы повышения квалификации и учебно-методическая документация в сфере инновационного предпринимательства и 1 программа довузовской подготовки школьников и абитуриентов.

Результаты ТПУ по проектам в рамках постановления Правительства РФ № 218:

В ТПУ выполнены следующие работы:

- «Разработка высокоэффективных и надежных источников света и светотехнических устройств и организация их серийного производства»: в коллаборации с ОАО «НИИПП» и ведущими университетами г.Томска – ТГУ и ТУСУРом на базе ТПУ открыта Испытательная светотехническая лаборатория – единственная в азиатской части РФ, способная обеспечить потребности региона в сертифицированной светодиодной продукции. Со второго полугодия 2011г. начато серийное производство светодиодных светильников на предприятии ОАО «НИИПП». Данные светильники отличает высокая энергоэффективность, относительная дешевизна и легкость конструкции примерно в 1,5 раза превосходящая аналоги.

- «Создание промышленного производства изделий из функциональной и конструкционной наноструктурированной керамики для высокотехнологичных отраслей» (ТПУ, ОАО ХК «НЭВЗ-Союз»): Разработаны предварительные проекты и технологические регламенты технологий: изготовления керамических подложек для светодиодного конструктива; керамических изоляторов для электронно-оптических преобразователей; керамических элементов запорной арматуры трубопроводного транспорта; элементов бронекерамики для систем защиты техники и личного состава. Разработаны опытные образцы керамических бронеплиток, диэлектрических подложек. Проведены сравнительные пулевые испытания бронекерамики в ОАО НИИ «Стали» и получен 100% положительный результат.

- «Разработка единого информационного пространства проектирования и испытаний унифицированных электронных модулей (УЭМ) систем управления и электропитания космического аппарата» (ТПУ, ТГУ, ОАО «ИСС» имени академика М.Ф. Решетнёва): Создано рабочее место проектировщика WorkFlow-диаграмм. Реализован «пилотный» проект и апробирован тестовый вариант единого информационного пространства в рамках отделения проектирования и испытаний БРЭА ОАО «ИСС».

В рамках ФЦП «Обеспечение ядерной и радиационной безопасности на 2008 год и на период до 2015 года» Томским политехническим университетом в 2011 году:

Завершено строительство инженерных систем физической защиты периметра запретной зоны исследовательского ядерного реактора ТПУ.

- Существующие КПП исследовательского ядерного реактора ТПУ дооснащены бронебудками.
- Система электроснабжения ТСО физической защиты исследовательского ядерного реактора ТПУ переведена на I-ую категорию электроснабжения.



Студенты на атомном исследовательском реакторе Национального исследовательского Томского политехнического университета



Лекция в компьютеризированной лекционной аудитории ТПУ

Италии, Украины, Кореи и Польши. Объем НИОКР в рамках международных научных программ составил 155,5 млн.руб., в т.ч. в рамках международных конкурсов получена финансовая поддержка по ФЦП, РФФИ – 12 проектов на общую сумму 64,5 млн.руб., в т.ч. на «Проведение научно-исследовательских работ совместно с иностранными научными организациями» – 7 проектов с партнерами из Германии, США, Армении, Казахстана, Бразилии на сумму 55,1 млн.руб.

Наиболее крупные партнеры: GT Semiconductor Materials Co Ltd (Китай); Smiths Heimann GmbH (Германия); Adensis GmbH Company (Германия); Beijing Co Ltd (Китай); DSO CO 09085 (Сингапур); Unodrill AS (Uno) (Норвегия); UNID Co Ltd. (Корея). Предметы крупных контрактов следующие:

- нейтронное легирование кремния – GT Semiconductor Materials Co Ltd. (5,58 млн.руб.);
- поставка ускорительной техники – Smiths Heimann GmbH (5,1 млн.руб.);
- разработка и поставка импульсного генератора – Beijing Co Ltd (3,36 млн.руб.) и др.

В университете созданы и работают 19 международных лабораторий, в т.ч. две открыты в 2011 году: совместно с холдингом СИБУР – международная лаборатория «Термореактивные полимеры» под руководством приглашенного ученого Д.Верваке (Бельгия); МНОЛ «Рентгеновской оптики» (ФТИ и Национальная академия наук Армении).

В ТПУ выиграно 62 гранта по индивидуальной схеме финансирования из средств зарубежных фондов на общую сумму 19,2 млн.руб., в т.ч. BMBF (Германия), Стипендия имени Марии Кюри, 7-й рамочной программы Еврокомиссии, National Science Foundation (США), Fulbright (США) и др.

К различным формам НИР привлечено 6797 (55%) студентов, в т.ч. 15% – с оплатой. Выполнено 24 научные стажировки.

В рамках выполнения 93 проектов ФЦП «Кадры»:

- 9 проектов выполнено под руководством аспирантов ТПУ;
- 13 проектов – под руководством молодых (до 35 лет) кандидатов наук ТПУ;
- 2 проекта по развитию общероссийской мобильности молодых ученых (до 35 лет);
- 10 проектов по организации и проведению молодежных научных мероприятий на базе ТПУ.

Общий объем привлеченного финансирования на молодежную науку в 2011 году составил 57,5 млн.руб., в т.ч. 20,8 млн.руб. – молодежные проекты в рамках ФЦП «Кадры».

ТПУ по количеству публикаций студентов без соавторов занимает третье место среди вузов Минобрнауки РФ, по студенческим работам, поданным на лучшую НИР – первое.

В ТПУ закуплено оборудования на сумму 357,4 млн.руб., из них: технологическое и общелабораторное на 161,3 млн.руб.; аналитическое оборудование – 70 млн.руб.; развитие инфраструктуры (кабельные сети, компьютеры, мультимедиа, ПО) – 88,1 млн.руб.

Сотрудниками ТПУ выиграно 2 гранта РФФИ на развитие материальной базы на сумму 8,7 млн.руб.: «широколучевая система лазерного пробоотбора для атомно-эмиссионного спектрометра» и «высокоточный дифференциальный сканирующий калориметр».

- Локальные пункты управления системами физической защиты исследовательского ядерного реактора ТПУ оборудованы средствами связи, видеонаблюдения, системами управления и контроля доступом.

- Разработана проектная и рабочая документация на реконструкцию систем радиационного и газового радиационного контроля здания исследовательского ядерного реактора ТПУ.

- Разработан проект реконструкции систем радиационного контроля пунктов хранения РВ, ТРО, ЖРО для объектов ТПУ.

Заключено 17 соглашений по вопросам научно-технического сотрудничества с организациями из Германии, Португалии, Канады, Бразилии, Малайзии,



Зал 3D-визуализации в Центре профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела на базе Эдинбургского университета (Велико-британия) и ИПР ТПУ

Ведущие научные коллективы и школы в ТПУ
Научные коллективы ТПУ, имеющие статус ведущих научных школ России и поддержанные грантами Президента РФ:

1. Разработка научных основ создания наноструктурных упрочняющих и теплозащитных покрытий нового поколения, имеющих высокую релаксационную способность за счет формирования в них подвижных наноструктурированных границ (smart coatings) (научный руководитель – профессор В. Е. Панин).



Молодые ученые за работой в научной лаборатории ТПУ

2. Сибирская гидрогеохимическая школа «Геохимия подземных вод и механизмы их формирования» (научный руководитель – профессор С.Л. Шварцев).

3. Геология и геохимия благородных и редких металлов (научный руководитель – профессор – А.Ф. Коробейников).

4. Геоинформатика (научный руководитель – профессор Н.Г. Марков).

Ведущие научно-педагогические коллективы и научные школы ТПУ:

1. Развитие теоретической и практической электрохимии в Томской научной школе (научный руководитель – профессор А.А. Бакибаев);

2. Сибирская школа технологии силикатов и наноматериалов (научный руководитель – профессор В.И. Верещагин);

3. Разработка методов интенсификации процессов в области плазменной переработки перспективных материалов, тонкого разделения (очистки) веществ и изотопов (научный руководитель – профессор В.А. Власов);

4. Теоретическая и математическая физика (научный руководитель – профессор А.В. Галажинский);

5. Физика, техника и применения импульсных газовых лазеров (научный руководитель – профессор Г.С. Евтушенко);

6. Фундаментальные основы создания новых технологий, материалов и оборудования в машиностроении (научный руководитель – профессор А.Б. Ефременков);

7. Технология ядерных материалов, редких и благородных металлов (научный руководитель – профессор И.И. Жерин);

8. Исследование свойств минеральной части низкосортных углей в технологиях сжигания и их влияния на надежность, экономичность и экологические характеристики котельного оборудования (научный руководитель – профессор Заворин А.С.);

9. Философия науки и образования (научный руководитель – профессор А.А. Корниенко);

10. Математическое моделирование на физико-химической основе многокомпонентных промышленных процессов переработки углеводородного сырья (научный руководитель – профессор А.В. Кравцов);

11. Математическое моделирование на физико-химической основе многокомпонентных промышленных процессов переработки углеводородного сырья (научный руководитель – профессор В.П. Кривобоков);

12. Физика процессов взаимодействия лазерных и электронных пучков с материалами (научный руководитель – профессор В.М. Лисицын);

13. Электрический разряд в диэлектриках (научный руководитель – профессор В.В. Лопатин);

14. Генерация электромагнитного излучения пучками заряженных частиц (научный руководитель – профессор А.П. Потылицын);

15. Комплексное изучение урановых редкометалльных месторождений (научный руководитель – профессор Л.П. Рихванов);

16. Взаимодействие нейтронов, заряженных частиц и плазмы с конденсированными средами (научный руководитель – профессор А.И. Рябчиков);

17. Физика атомного ядра и элементарных частиц (научный руководитель – профессор В.Н. Стибунов);



Международная научно-образовательная лаборатория нефтегазовой гидродинамики и теплообмена ИПР ТПУ

18. Физика твердого тела: физические явления в диэлектриках и полупроводниках при различных видах энергетического возбуждения. Школа имени А.А. Воробьева (научный руководитель – профессор А.П. Суржиков);
19. Физика пучков заряженных частиц и ускорительная техника (научный руководитель – профессор Ю.П. Усов);
20. Органическая химия и синтез лекарственных соединений (научный руководитель – профессор В.Д. Филимонов);
21. Материаловедение объемных наноматериалов (научный руководитель – профессор О.Л. Хасанов);
22. Разработка и применение малогабаритных источников рентгеновского и электронного излучений (научный руководитель – профессор В.Л. Чахлов);
23. Воздействия малых доз излучения на неравновесные кристаллы – Эффект малых доз излучения (научный руководитель – профессор Л.П. Рихванов);
24. Релятивистская высокочастотная электроника (генерация импульсов сверхмощного высокочастотного излучения наносекундной длительности) (научный руководитель – профессор Ю.Г. Юшков);
25. Онтолого-семантическое моделирование и разработка систем управления знаниями (научный руководитель – профессор В.З. Ямпольский).

Инновационные научно-образовательные центры ТПУ:

Инновационный научно-образовательный центр «Электроразрядные и пучково-плазменные технологии»; Центр подготовки элитных специалистов по CALS-технологиям; Инновационный научно-образовательный центр подготовки профессиональной элиты по информационным технологиям; Инновационный научно-образовательный центр опережающей подготовки специалистов по неразрушающему контролю и диагностике; Инновационный научно-образовательный центр специалистов трубопроводного транспорта нефти и газа; Инновационный научно-образовательный центр "Технологии водородной энергетики, возобновляемые источники энергии и энергосбережение"; Инновационный образовательный центр "Ядерные технологии и нераспространение ядерных материалов"; Международный инновационный научно-образовательный центр «Урановая геология»; Научно-образовательный инновационный центр "Наноматериалы и нанотехнологии" ТПУ ("Нано-Центр ТПУ").

Достигнутые университетом результаты – это не предел. ТПУ, имеющий высокий научный потенциал, продолжает развиваться. Полученные вузом достижения привели к системному эффекту – повышению инновационного потенциала вуза – и создали условия для становления и развития университета как вуза исследовательского типа, способствующего развитию не только Томской области, Сибири, но и всей России в целом.

ИНСТИТУТ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ – ПЕРЕДОВОЙ НАУЧНО-ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЙ ЦЕНТР

А.Ю. Дмитриев, проректор-директор ИПР

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С официального образования Института природных ресурсов ТПУ прошло два года. Всего ничего, но что значат два года для стремительно развивающегося инновационного вуза, такого как Национальный

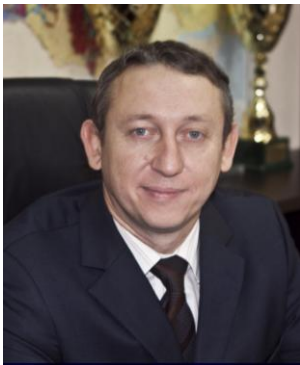


Фото 1. А.Ю. Дмитриев, к.т.н., доцент, проректор-директор Института природных ресурсов ТПУ

исследовательский Томский политехнический университет? Целую жизнь. Институт природных ресурсов был создан в июне 2010 года для реализации одного из приоритетных направлений развития нашего университета «Рациональное природопользование и глубокая переработка природных ресурсов». Создан на базе института геологии и нефтегазового дела, который в свою очередь создан на базе геологоразведочного факультета, имеющего более чем столетнюю историю и богатейшие традиции и сильные научные школы. Цели Института природных ресурсов - создание новых современных технологий прогнозирования и поисков месторождений полезных ископаемых, геолого-экономической оценки разработки природных ресурсов с применением экологически безопасных методов и способов их комплексного освоения с максимальным извлечением полезных компонентов и максимально возможной глубиной переработки на востребованные товарные продукты, создание лекарственных средств и биологических комплексов на основе растительного сырья и иных природных источников; а также подготовка профессиональной элиты для национальной экономики. И сегодня можно с уверенностью сказать, что Институт успешно справляется с теми задачами, которые поставило перед нами руководство Томского политехнического университета. Хороший пример тому - лидирующие позиции Института в

рейтинге российских вузов по целому ряду специальностей: «Геологическая съемка, поиски и разведка

месторождений полезных ископаемых», «Геоэкология», «Поиски и разведка подземных вод и инженерно-геологические изыскания», «Комплексное использование и охрана водных ресурсов», «Геология нефти и газа» и другие. Не так давно на специализированной выставке-конгрессе с международным участием «Нефть. Газ. Геология-2012» Институт природных ресурсов завоевал медаль конкурса «Сибирские Афины» в номинации «Лидер отрасли».

Конечно, непросто было бы добиться серьезных успехов за столь короткий период. Если бы не тот огромный потенциал, которым обладает Институт природных ресурсов. Ведь он основан на базе старейших отделений Томского технологического института императора Николая II (ныне Томский политехнический университет) – горного и химического.

Горного отделение было открыто в 1901 году. Неоценимую роль в его организации сыграл выдающийся геолог с мировым именем, академик, лауреат Ленинской и Государственной премий Владимир Афанасьевич Обручев, который работал в ТТИ с 1901 по 1912 год. Среди выпускников горного отделения целая плеяда выдающихся учёных, инженеров и организаторов производства. Это Михаил Антонович Усов, первый в Сибири академик АН СССР, с именем которого связано становление ее горнодобывающей промышленности и первенца геологической службы – Сибгеолкома; академик Каныш Имантаевич Сатпаев, организатор и первый президент Академии наук Казахстана; профессор Николай Николаевич Урванцев – первооткрыватель Норильского рудного региона; профессор-горняк Дмитрий Александрович Стрельников, среди учеников которого 14 Героев социалистического труда; профессор Михаил Калинин Коровина, один из первых указавший на перспективы нефтегазоносности Западной Сибири, и многие другие.

Немало знаменитых ученых заложили основу и еще одного из первых отделений Томского технологического института – химического. В его открытии непосредственное участие принял сибиряк по происхождению Дмитрий Иванович Менделеев, хорошо понимавший, что могущество России «произрастать» будет сибирскими богатствами, добывать которые должны геологи, а перерабатывать – химики. Первым ректором института был химик Ефим Лукьянович Зубашев, сумевший привлечь таких ученых и педагогов как Николай Матвеевич Кижнер и Николай Прокопьевич Чижевский, научные труды которых получили мировое признание.

В институте за столетнюю историю сформировались научные школы, широко известные в России и за рубежом. Это Сибирская гидрогеохимическая школа (проф. С.Л. Шварцев), Школа геологии и геохимии благородных металлов (проф. А.Ф.Коробейников), Сибирская научная школа в области геофизических методов поисков и разведки месторождений полезных ископаемых (проф. Л.Я. Ерофеев), Сибирская радиогеохимическая школа (проф. Л.П. Рихванов) и др. Из 35 тысяч выпускников Сибирской горно-геологической и химической школ более 450 стали первооткрывателями месторождений полезных ископаемых, 1 – лауреатом Нобелевской премии, более 50 – Лауреатами Ленинской и Государственной премий, 15 – академиками и членами-корреспондентами АН СССР (РАН), более 250 – докторами и более 1600 – кандидатами наук.

За прошедшую вековую историю появились новые направления подготовки молодых специалистов. Институт (факультет) давали жизнь другим институтам, учебным и научным. Научно-педагогический потенциал, заложенный основоположниками отделений и развитый их последователями, всегда позволяли гибко реагировать на запросы современности.

Сегодня Институт природных ресурсов по праву считается одним из ведущих в стране образовательных учреждений, которые готовят не только специалистов для нефтегазовой отрасли, но и всех других направлений минерально-сырьевого комплекса. Наш Институт – это 15 кафедр, 10 центров, 24 лаборатории, 4 отдела, 3 музея. Он имеет колоссальную научную базу. Здесь работают 28 академиков и членов-корреспондентов, 81 доктор и 204 кандидата наук. В Институте проводятся фундаментальные и прикладные исследования по всестороннему изучению и освоению недр Земли, а также рациональному использованию природных ресурсов, в том числе по программам международного, государственного, отраслевого и регионального значения.

В институте традиционно широко осуществляется интеграция с академической наукой, являющаяся неотъемлемой частью подготовки высококвалифицированных специалистов и направленная, прежде всего, на повышение уровня образовательного процесса. Институт успешно осуществляет многоуровневую систему подготовки, в том числе подготовку бакалавров (восемь направлений), магистров (21 программа) и дипломированных специалистов (15 специальностей на очной форме обучения и 9 – на заочной); готовит кандидатов наук по 25 специальностям и докторов наук по восьми специальностям. Работают пять диссертационных Советов, которые принимают к защите кандидатские и докторские диссертации по 14 специальностям. В Институте природных ресурсов ведётся подготовка магистров по двум программам уровня Double Degree:

- «Геолого-геофизические проблемы освоения месторождений нефти и газа» (Harriot-Watt University, Великобритания);



Фото 2. 20 корпус ТПУ. Институт природных ресурсов

• «Экологические проблемы окружающей среды» (Paris-Sud 11 University, Франция). Накануне прошла первая защита этой программы. На будущий год намерены защититься еще десять магистрантов, среди них и студенты ТПУ, и французские студенты Университета Париж-11. В институте созданы передовые лаборатории и уникальные инновационные центры для научных исследований и опережающей подготовки специалистов мирового уровня по наиболее актуальным



Фото 3. Защита магистерских диссертаций в зале 3D визуализации в инновационно-научно-образовательном центре профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела ИПР ТПУ - совместный проект с Herriot-Watt университетом, Великобритания

проблемам минерально-сырьевого комплекса. Это Центр урановой геологии, Центр опережающей подготовки специалистов трубопроводного транспорта нефти и газа, Центр подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела, Научно-инновационный центр космогеологических исследований «Космогеология» и другие.

Выбирая Институт природных ресурсов, наши студенты знают, что тем самым они гарантируют себе успешное будущее. Перспективы перед ними открываются огромные, нужно только старательно учиться. Что и говорить, свыше 90 процентов выпускников Института трудоустраиваются по распределению. И спрос на этих специалистов в настоящее время превышает предложение. В среднем на каждого выпускника приходится по 3-4 заявки от предприятий, на некоторых специальностях число заявок достигает 15!

Институт постоянно развивается. Совершенствуются учебные программы, приглашаются иностранные специалисты, разрабатываются новые программы повышения квалификации, открываются новые научно-исследовательские лаборатории. Среди крупных проектов ТПУ, реализованных в последние годы, особенно хочется отметить завершение строительства нового 20-го корпуса, в котором сегодня располагается большинство кафедр Института природных ресурсов. Всего в распоряжении Института сегодня находятся 4 учебных корпуса. Существенно обновилась материально-техническая база, приобретено множество нового современного и уникального оборудования. Это стало возможным благодаря дополнительному финансированию сначала по инновационной образовательной программе, а затем благодаря присвоению ТПУ статуса Национального исследовательского. Большую роль в оснащении Института сыграла и поддержка таких компаний как ОАО «Газпром», ОАО «Томскнефть» ВНК, «Империл Энерджи», «Шлюмберже», ОАО «Центрсибнефтепровод» и других. Вообще сотрудничеству с ведущими российскими и зарубежными компаниями в области подготовки кадров в Институте природных ресурсов уделяется большое внимание. Это не только оснащение учебных аудиторий и лабораторий, гранты студентам и преподавателям, стипендии студентам, практики и трудоустройство. И это естественно. Ведь мы не можем быть в отрыве от той отрасли, для которой готовим специалистов. Наша задача не просто обучить студента, а подготовить высококлассного профессионала, который будет конкурентоспособен в отраслях минерально-сырьевого комплекса и в науке. Институт гордится подготовленными в последние годы семью студентами - Лауреатами Российской Академии наук за свои научные разработки; ежегодными победами в конкурсах «Лучший выпускник России» по специальностям минерально-сырьевого комплекса и лауреатами международных конкурсов «Золотой резерв нефтегаза» и др. Сегодня активно ведутся переговоры с ведущими компаниями нефтегазовой отрасли по выработке компетенций будущих выпускников. Это позволит еще больше приблизить уровень подготовки наших студентов к запросам их будущих работодателей.

Мы прекрасно понимаем, для того чтобы оставаться в лидерах, рано почивать на лаврах. Как только мы остановимся, сделаем паузу, мы неизменно отстанем. Современное образовательное учреждение должно непременно быть гибким и быстро реагировать на меняющиеся запросы рынка, работать в связке с ведущими предприятиями нефтегазовой отрасли и другими отраслями по освоению природных ресурсов. Именно в этом ключе в Институте реализуется несколько ключевых проектов. Первый - развитие Центра подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела. Его цель - разработка и коммерциализация технологий поисков, бурения и добычи углеводородов на базе разработок ТПУ, ориентированных на повышение эффективности эксплуатации месторождений нефти и газа; подготовка профессиональной элиты для национальной экономики; совершенствование имеющихся и открытие новых образовательных программ. Сегодня по этому направлению сделано уже немало. Созданы: лаборатория геологического и



Фото 4. Профессор С.Н. Харламов читает лекцию студентам в международной научно-образовательной лаборатории «Нефтегазовая гидродинамика и теплообмен» ИПР ТПУ

гидродинамического моделирования, выполнены первые научно-исследовательские работы, лаборатория исследования петрофизических свойств горных пород; лаборатория тампонажных и буровых растворов. Совместно с другими подразделениями проведены работы в рамках технологической платформы «Технологии добычи и использования углеводородов» в рамках ПИР ОАО «НК «Роснефть» и ОАО «Газпром».

Еще один ключевой для Института проект - создание Научно-образовательного Центра «ХИМТЕК» ТПУ-СИБУР. Цель проекта в создании и организации работы Научно-образовательного центра целевой подготовки и переподготовки специалистов для крупных промышленных компаний химической отрасли, в первую очередь - ЗАО «СИБУР Холдинг». В рамках проекта в ИПР совместно с ООО «НИОСТ» создана



Фото 5. Профессор А.А. Бакибаев занимается исследованиями с аспирантами в научно-образовательном центре «Биотехнология» ИПР ТПУ

Международная лаборатория термореактивных полимеров, которую возглавил ведущий специалист из Бельгии Дирк Верваке. Благодаря созданию центра «ХИМТЕК» ТПУ-СИБУР в Институте будет создана система непрерывной профессиональной подготовки и переподготовки специалистов разных уровней квалификации для обеспечения высококвалифицированными конкурентоспособными кадрами R&D центров и промышленных предприятий ЗАО «СИБУР Холдинг» и других компаний нефтехимической отрасли; будут разрабатываться перспективные полимерные материалы и технологии повышения качества топлива.

Третий ключевой проект на перспективу – создание Центра фармацевтической и биотехнологической промышленности. Сегодня этот проект, который Институт реализует совместно с крупнейшей российской фармацевтической компанией ЗАО «Р-Фарм», получил одобрение на самом высоком уровне и заручился поддержкой президента России Владимира Путина. Благодаря этому

именно на базе Института природных ресурсов будет создана федеральная инновационная площадка. Цель этого амбициозного проекта - разработка технологий переработки перспективных природных источников для создания лекарственных средств; создание национальной системы подготовки профессионалов для инновационной фармацевтической и биотехнологической отрасли.

Во все времена существования Института его работа была неразрывно связана с жизнью и запросами Томской области. Сегодня, благодаря выбранным направлениям подготовки специалистов и научно-исследовательской деятельности, он отвечает всем интересам области в сфере нефтегазового комплекса, так необходимого для Томской области, богатого углеводородным сырьем. Конечно, всестороннее развитие Института природных ресурсов было бы невозможно без поддержки руководства области. Из крупномасштабных событий последних лет, в жизни политехнического одним из самых заметных является открытие «Аллеи геологов», первой в Сибири. Реализовать этот проект удалось лишь при участии областной администрации и томских недропользователей. Церемония открытия первой очереди состоялась в ноябре 2008 года возле исторического горного корпуса ТПУ. Памятная Аллея неслучайно расположилась в этом месте. Именно из этих стен и вышли первые горные инженеры, выдающиеся первооткрыватели и основатели Института природных ресурсов.

Композиция Аллеи из мемориальных досок, памятников и бюстов рассказывает о славной истории Сибирской горно-геологической школы, ее основателях, ее учениках. В сентябре прошлого года была открыта вторая очередь этого архитектурно-ландшафтного комплекса. В этом году образ «Аллеи геологов» будет завершен, на ней появится мемориальный камень посвященный первооткрывателям месторождений Томской области. Это место уже стало излюбленным местом встреч не только для наших студентов, но для всех томичей.

Используя многолетние традиции, опыт и высочайший потенциал за очень короткий срок Институт природных ресурсов за очень короткий срок стал одним из самых успешных и перспективных научно-образовательных подразделений Национального исследовательского Томского политехнического университета. Мы уверены, что не только в прошлом, но и в будущем, в истории Института будет вписано еще немало достойных страниц.



Фото 6. Научные исследования ведут студенты в международном инновационном-научно-образовательном центре «Урановая геология» ИПР ТПУ на сканирующем электронном микроскопе HitachiS-3400N с приставкой для микроанализа

ХАЛФИН ЛЕОНТИЙ ЛЕОНТЬЕВИЧ – УЧЕНЫЙ И ПЕДАГОГ, ЗАСЛУЖЕННЫЙ ДЕЯТЕЛЬ НАУКИ И ТЕХНИКИ

(К 110 ЛЕТИЮ СО ДНЯ РОЖДЕНИЯ ПРОФЕССОРА Л.Л. ХАЛФИНА)

Э.Д. Рябчикова, И.В. Рычкова, доценты

Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия



Леонтий Леонтьевич Халфин родился 18 декабря 1902 г. в с. Пуштулим Ельцовской волости Бийского уезда Томской губернии (ныне Алтайский край) в семье сельского торговца. В 1908-1914 гг. учился в начальной школе, а в 1914-1921 гг. – в гимназии. Получив среднее образование, работал в 1921-1923 гг. в отделе народного образования библиотекарем, инструктором политического просвещения, учителем.

С августа 1923 г. по август 1963 г. жизнь и деятельность Л.Л. Халфина связана с Томским политехническим институтом. В 1923-1929 гг. он учился в Сибирском Технологическом институте (ныне ТПУ), на горном факультете, после окончания которого, получил квалификацию горного инженера-геолога. В 1929 г. Леонтий Леонтьевич был оставлен в этом же институте в качестве ассистента, а с 1934 г. он работал доцентом кафедры палеонтологии и исторической геологии. В 1937 г. Л.Л. Халфин защитил кандидатскую диссертацию по верхнему девону Колывань-Томской складчатой зоны и северной окраины Кузбасса. Ему была присвоена ученая степень кандидата геолого-минералогических наук.

В 1942 г. Л.Л. Халфин закончил большую трехтомную монографию по брахиоподам девона Алтая и защитил ее как докторскую диссертацию. В этом же году был утвержден в ученом звании профессора по кафедре исторической геологии и палеонтологии.

С 1942 по 1944 гг. он стал деканом геологоразведочного факультета ТПИ. В 1947-1952 гг. Леонтий Леонтьевич заведовал кафедрой исторической геологии и каустобиолитов. Когда в 1952 г. кафедра каустобиолитов отделяется в самостоятельную, то Л.Л. Халфин до 1963 г. возглавляет кафедру исторической геологии.

За годы работы под руководством Л.Л. Халфина и при его непосредственном участии на кафедре проводились научные исследования в области: теоретических вопросов стратиграфии и палеонтологии; палеонтологии и стратиграфии кембрия Западной Сибири; палеонтологии и стратиграфии девона Кузбасса и Алтая; палеонтологии и стратиграфии угленосных отложений Кузбасса; палеонтологии и стратиграфии континентального мезозоя Сибири.

К осуществлению работ в различных научных направлениях привлекался весь коллектив кафедры и большое количество сотрудников из геологических учреждений.

Л.Л. Халфиным и его коллективом описаны многочисленные коллекции ископаемых организмов Сибири. Описаны десятки новых родов и сотни новых видов фауны и флоры не известных ранее науке. Л.Л. Халфин осуществлял руководство и редакцию таких сборников и сводок:

- «Вопросы геологии Кузбасса», Т. I (1956), Т. II (1959);

- «Атлас руководящих форм ископаемой флоры и фауны Западной Сибири» Т. I и Т. II (1956). Этот «Атлас...» получил широкое распространение не только в Советском Союзе, но и за границей. Это первая региональная сводка, где описывается 35 родов и 2708 видов, из них 33 рода и 1777 видов – новые;

- «Биостратиграфия палеозоя Саяно-Алтайской области». Ее объем свыше 175 п. л. Все три тома изданы в 1960-1961 гг. В работе принимали участие 77 авторов.

Л.Л. Халфин был автором многочисленных статей, наиболее значимыми из которых были: «Сибирский девон и группа *Spirifer cheehiel* Kon.», «Среднедевонские брахиоподы с Лебедянского, Анжеро-Судженского района», «Материалы для изучения фауны пелелипод кольчугинской свиты Кузнецкого каменноугольного бассейна», «Нижнедевонские *Spiriferidae* северного Алтая», «Фауна и стратиграфия девонских отложений Горного Алтая», «Пластинчатожаберные моллюски Бойдаевского месторождения (Кузбасс), «Заметки о фауне красноярских песчаников Кузнецкого бассейна», «Об опорных палеонтологических горизонтах и границах на примере стратиграфии Кузнецкого бассейна», «К дискуссии о стратиграфии угленосных отложений Кузнецкого бассейна», «*Cirravus novojilovi* sp.n.», «О пелелиподах соловыхинского известняка Горного Алтая».

В 1956 г. на Межведомственном стратиграфическом совещании в г. Ленинграде стратиграфическая схема угленосных отложений Кузбасса, разработанная под руководством Л.Л. Халфина, была утверждена в качестве унифицированной.

Л.Л. Халфин был членом Межведомственного стратиграфического комитета СССР и входил в состав бюро Девонской комиссии этого комитета. Он лично и его ученики давали консультации, писали рецензии и заключения геологическим и научно-исследовательским учреждениям. Он организовывал ежегодные научные совещания и конференции регионального и союзного масштаба, где выступал с докладами сам и его ученики (А.Г. Сивов, И.В. Лебедев, Р.Н. Бенедиктова, С.Г. Горелова, С.А. Бетехтина, А.П. Щеглов, Р.М. Грицианова, А.А. Курбатова, М.Д. Парфенова, Н.И. Куликов и др.).

Одновременно с большой научно-исследовательской и организаторской работой Л.Л. Халфин активно вел учебно-методическую работу. На кафедре был организован четко и по-деловому учебный процесс, заметное внимание уделялось успеваемости и научно-исследовательской работе студентов.

Под его руководством осваивались и читались новые курсы учебных дисциплин, организовывались новые темы и курсы лабораторных занятий, создавались методические и учебные пособия.

Л.Л. Халфин никогда не останавливался на достигнутом, его душа и ум постоянно были заняты новыми идеями. Он обладал необыкновенным чутьем и незаурядными педагогическими способностями. У Леонтия Леонтьевича всегда было много аспирантов, которые впоследствии защитили кандидатские и докторские диссертации. Он очень хорошо разбирался в людях и всегда умело находил удачную тематику для каждого из своих подопечных. Он опекал каждого, при удачах в меру хвалил и поздравлял с малейшим успехом, а при неудаче – без нотаций поддерживал и вдохновлял. Л.Л. Халфин присутствовал на лекциях и лабораторных занятиях своих подопечных, после чего тщательно разбирал проведенное занятие. Доброжелательно, спокойно отмечал ошибки.

Л.Л. Халфин был прекрасным лектором. На лекцию лучше было приходиться заранее, чтобы занять излюбленное место, так как аудитория обычно была заполнена до отказа. До начала лекции приходил лаборант и приносил палеонтологические таблицы, рисунки, готовил аудитории к приходу лектора. Затем точно по звонку, всегда вовремя, входил профессор Халфин. Высокий стройный, прямой, аккуратно одетый в строгий костюм – истинный интеллигент, служитель науки. Выкладывал на кафедру конспект, но практически им не пользовался. Продуманность, методичность, последовательность изложения материала, доказательность каждого теоретического положения, многочисленные примеры, подтверждавшие геологическую значимость предмета, четкие рисунки с подписями – вот далеко не полный перечень положительных сторон лекций Л.Л. Халфина. Студенты слушали его лекции с огромным вниманием, вели конспекты и запомнили его лекции надолго. Леонтий Леонтьевич часто повторял на лекциях: «Если вы мне не ответите на экзамене хоть одну руководящую форму, считайте, что это ваш последний день в институте».

Л.Л. Халфин был прекрасным семьянином, нежно любил жену, детей и свою сестру Марию Леонтьевну Халфину, писательницу.

С августа 1963 г. по 1977 г. Л.Л. Халфин работал в Новосибирске в Сибирском научно-исследовательском институте геологии, геофизики и минерального сырья в должности старшего научного сотрудника, заведующего сектором палеонтологии.

За многолетнюю и плодотворную научно-исследовательскую и педагогическую работу Л.Л. Халфин был награжден двумя орденами Трудового Красного Знамени, орденом «Знак Почета», медалью «За доблестный труд в Великой Отечественной войне», ему было присвоено в 1959 г. почетное звание Заслуженного деятеля науки и техники РСФСР. В 1-ом корпусе ТПУ, в память о Л.Л. Халфине установлена мемориальная доска.

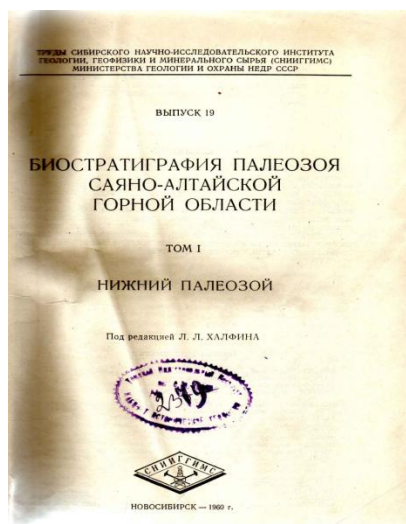
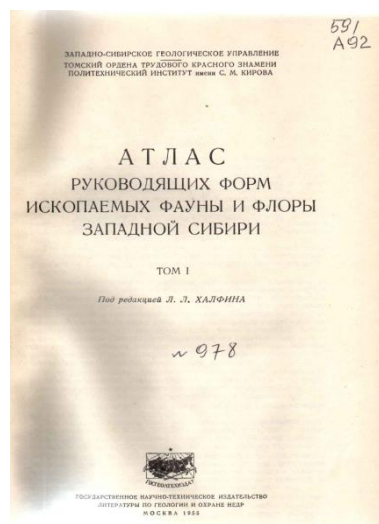


Рис. 1 Труды сотрудников кафедры исторической геологии, выпущенные под руководством Л.Л. Халфина



*Рис. 2 Состав кафедры исторической геологии в 1957 г.
Первый ряд: О.А. Бетехтина, Л.Л. Халфин, А.Г. Сивов, Р.Н. Бенедиктова. Второй ряд: Ю.В. Степанов, А.А. Курбатова, М.Д. Парфенова, Г.М. Аксенова, З.Г. Полякова, А.П. Щеглов*



Рис. 3 Халфин Л.Л. (45 лет) с детьми, Ираиде - 12 лет, Сергеже – 13 лет



Рис. 4 Халфин Л.Л. на отдыхе

**НАУЧНЫМ МОЛОДЕЖНЫМ КОНФЕРЕНЦИЯМ И СИМПОЗИУМАМ ИМ. АКАДЕМИКА
М.А. УСОВА «ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР» – 40 ЛЕТ**
Г.М. Иванова, доцент, заместитель начальника Научного отдела ИПР
*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия*



Рис. 1. Михаил Антонович Усов – бывший студент ТПУ (ТТИ), профессор, первый академик в Сибири, основатель Сибгеолкома, геологической службы и горнодобывающей промышленности в Сибири

Система воспитания творческого высококлассного специалиста была заложена ещё 110 лет назад основателем геологоразведочного факультета (ныне Института природных ресурсов) Томского политехнического университета – талантливыми учеными, педагогами, организаторами – академиками В.А. Обручевым и М.А. Усовым. С их именами связано создание Сибирской горно-геологической школы, организация подготовки инженерных кадров за Уралом и становление горнодобывающей промышленности в Сибири. Эти выдающиеся ученые-педагоги заложили подготовку специалистов в тесной взаимосвязи: наука – учебный процесс – производство. Последующие поколения их учеников и последователей бережно сохранило и развило традиции своих учителей вплоть до сегодняшних дней XXI века.

В Институте природных ресурсов (ранее ГРФ, ИГНД) уже в начале прошлого века стали проводиться научные студенческие конференции, которые приобрели ежегодный Всероссийский, а затем и Международный статус, сыгравшие большую роль в воспитании творческих специалистов. С годами они переросли помимо конференций и «круглых столов» в крупные научные симпозиумы и Форумы, включавшие в себя конкурсы научных работ, выставки, сопровождающиеся изданием сборников научных трудов. Такие конференции и симпозиумы сыграли большую роль в развитии НИРС, популяризации престижа научной деятельности среди молодежи, подготовке

высококвалифицированных специалистов и воспитании творческой личности. Студенческие, а затем молодежные симпозиумы были посвящены памяти академика М.А. Усова.

Михаил Антонович Усов – бывший студент ТПУ (ТТИ), ученик профессора В.А. Обручева. Это первый академик в Сибири, основатель Сибгеолкома, геологической службы и горнодобывающей промышленности в Сибири, сыгравший большую роль в становлении Сибирской горно-геологической школы и в формировании и развитии горно-геологического образования в Сибири, в частности в ТПУ (ТТИ).

Первая научная студенческая геологическая конференция была организована и проведена в 1946 г.



Рис. 2. Первый корпус ТПУ (горно-геологический) с памятником М.А. Усову

В 1950-70-гг. почти ежегодно проходили факультетские научные студенческие геологические конференции.



Рис. 3. 1966 г. Л.П. Рихванов – студент II курса ГРФ, выступает с докладом на студенческой конференции. В настоящее время он – д.г.-м.н., профессор ИПР ТПУ, Заслуженный деятель науки и техники РФ



Рис. 4. 1971 г. Е.В. Черняев – студент II курса ГРФ, выступает с докладом на студенческой конференции. В настоящее время он –к.г.-м.н., директор и создатель Геоцентра ТПУ

С 1972 по 1974 гг. проводятся ежегодно научные студенческие Всесоюзные геологические конференции.



Рис. 5. 1974 г. А.К. Мазуров, студент 5 курса ГРФ, готовится к выступлению на научной студенческой конференции. В настоящее время он – д.г.-м.н., профессор, Почетный разведчик недр РФ и Р. Казахстана, Заслуженный деятель науки и техники РФ, проректор ТПУ



Рис. 6. 1976 г. Открытие Всесоюзной научной студенческой конференции имени М.А. Усова. В Президиуме: профессор Д.С. Миков, зав. кафедрой геофизики; В.В. Хитров, студент V курса ГРФ, лауреат медали АН СССР за НИРС; Е.Г. Язиков, председатель Студенческого Совета НИРС ГРФ; выступает Г.М. Иванова, доцент, зам. декана по НИРС



Рис. 7. Е.Г. Язиков – студент, Председатель студенческого Совета НИРС, с 1974 -1977 гг. – организатор всесоюзных студенческих конференций. В настоящее время – д.г.-м.н, профессор, проректор ТПУ, зав. кафедрой ГЭГХ ИПР ТПУ

С 1972 по 1996 гг. уже ежегодно проводилась Всесоюзная научная студенческая конференция. Ей присвоено имя академика М.А. Усова.

С 1972 по 1992 гг. Всероссийскую студенческую геологическую конференцию имени академика М.А.Усова организовывал Студенческий Совет НИРС. Преподаватели выполняли только обязанности научных руководителей. Пленарные и секционные заседания вели студенты.

Студенты-организаторы устанавливали связи с геологическими вузами СССР. Распространяли среди студентов ГРФ ТПУ (ТПИ), ТГУ, ТГАСУ информацию о конференции по радио в общежитиях, в газетах, делали объявления. Организовывали встречи с иногородними студентами, экскурсии для них. Шествовали над приезжими студентами, организовали концерт для участников конференции. Организовывали награждения лучших докладчиков дипломами, подарками и сувенирами. Студенты ГРФ организовывали после окончания конференций Вечера встречи со студентами других вузов в ДК ТПИ.

В 1992-1996 гг. после разрушения СССР и ликвидации в ВУЗах и в стране организационных структур НИРС на Ученом Совете ГРФ ТПУ (ТПИ) было принято решение продолжать проводить ежегодно традиционные научные студенческие конференции им. М. А. Усова. На ГРФ ТПУ (ТПИ), несмотря на все сложности в стране, разрыва в проведении Усовских конференций никогда не было.



Рис. 8. 1982 г. Декан ГРФ ТПУ Б.И. Спиридонов открывает научную студенческую конференцию им. М.А. Усова



Рис. 10. 1979 год. Председатель Студенческого Совета НИРС Е. Бауэр и член Студенческого Совета НИРС А. Адекаев за подготовкой к Всероссийской студенческой конференции. Помогает им зам. декана ГРФ по НИРС доцент Г.М. Иванова

В 1996 г. на базе ИПР ТПУ (ГРФ ТПИ) был организован первый в стране Международный научный симпозиум им М.А. Усова "Молодежь и проблемы геологии" в рамках Международного конгресса студентов, аспирантов и молодых ученых "Молодежь и наука – третье тысячелетие".



Рис. 11. 1996 год. Открывает I Международный симпозиум им академика М.А. Усова проректор ТПУ В.Я. Ушаков; председатель симпозиума – декан ГРФ Б.И. Спиридонов



Рис. 12. 1996 год – На открытии I Международного симпозиума им. М.А. Усова, который сопровождался выставкой научных достижений молодежи

9–12 декабря 1996 г. – I Международный научный симпозиум им академика М.А. Усова "Проблемы геологии и освоения недр" был посвящен 100-летию основания ТПУ (ТПИ). В нем приняли участие 27 ВУЗов, научных и производственных организаций России и стран СНГ, представители Китая и США. Был проведен круглый стол по теме: «Молодежь. Наука. Проблемы».

С 1996 г. – по настоящее время:

1. Ежегодно издается сборник научных трудов Международного симпозиума студентов и молодых ученых им академика М. А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр».
2. Организацию и проведение симпозиумов возглавили преподаватели и сотрудники Института (факультета) – ИПР (ГРФ).
3. В рамках симпозиума проводятся традиционные выставки научных достижений студентов и молодых ученых.
4. В рамках симпозиума проводятся конкурсы на «Лучший научный доклад».
5. Каждый симпозиум посвящается Юбилейным датам ТПУ и ИПР и выдающимся ученым-выпускникам ИПР.



Рис. 13. 1996 год. Участники I Международного симпозиума им. М.А. Усова знакомятся с выставкой научных достижений студентов

7-10 апреля 1997 года – был проведен II Международный научный симпозиум им. академика М. А. Усова "Проблемы геологии и освоения недр". Заслушано 302 доклада 337 авторов-представителей ВУЗов, научных и производственных организаций, включая Российскую академию наук и ее филиалы из 23 городов России и др. стран СНГ, а также представители Норвегии, Сирии, Китая, Марокко.



Рис. 14. 1997 год. Награждение лауреатов на закрытии II Международного симпозиума им. М.А Усова



Рис. 15. 1998 год. Муса Кхалаф (Сирия) выступает с докладом на II Международном симпозиуме им. М.А Усова

13–25 апреля 1999 проводится III Международный научный симпозиум им академика А. М. Усова "Проблемы геологии и освоения недр", который проходил в рамках российской научно-социальной программы для молодежи и школьников «Шаг в будущее». Посвящен он был 100-летию со дня рождения академика К. И. Сатпаева, бывшего студента, выпускника ГРФ, академика и создателя Казахской академии наук. 1999 год – по решению Юнеско при организации ООН данный год был объявлен годом академика К. И. Сатпаева. На симпозиуме было заслушано 428 докладов из 34 городов России и стран СНГ.

Работало одновременно 9 секций и 5 подсекций.



Рис. 16. 1999 год. Выступает А.Г. Лене, лучший студент ТПУ, на секции «Нефтегазопромысловая техника и её совершенствование». III Международный научный симпозиум им. академика М.А. Усова



Рис. 17. 1999 год. Заседание секции «Бурение нефтяных и газовых скважин» на III Международном научном симпозиуме им. академика М.А. Усова



Рис. 18. 1999 год. Вручение наград студентам и молодым ученым за лучшие доклады на III Международном научном симпозиуме им. академика М.А. Усова (1999 год). Вручает награду зав. кафедрой БНГС П.С. Чубик (ныне ректор ТПУ) аспиранту А.Ю. Дмитриеву (ныне проректору-директору ИПР). В президиуме – зам. декана по НИРС доцент Г.М. Иванова и декан ГНФ Б.И. Спиридонов

3-7 апреля 2000 г. был проведен IV Международный научный симпозиум им академика М. А. Усова "Проблемы геологии и освоения недр", посвященный 100-летию со дня открытия ТПУ. Заслушано 503 доклада 628 авторов из 36 городов России и стран СНГ, а также из Германии, Китая, Судана.



Рис. 19. 2000 год. Работа секции «Палеонтология, стратиграфия и региональная геология» на IV Международном научном симпозиуме им. академика М.А. Усова

9 – 13 апреля 2001 года проводится V Международный научный симпозиум им академика М.А. Усова "Проблемы геологии и освоения недр", посвященный 100-летию горно-геологического образования в Сибири. Заслушан 341 доклад 359 авторов. Представлено 140 стендовых докладов. На симпозиум приехали представители 19 городов России и стран СНГ, а также из Германии, Алжира и Китая.



Рис. 20. 2001 год. Закрытие V Международного научного симпозиума им. академика М.А. Усова. Награждение лауреатов симпозиума.

1–5 апреля 2002 года проводится VI Международный научный симпозиум им академика М.А. Усова "Проблемы геологии и освоения недр", посвященный 100-летию со дня рождения Заслуженного деятеля науки и техники Л. Л. Халфина и 30-летию проведения молодежных научных конференций имени академика М.А. Усова. Заслушаны 497 докладов 513 авторов из 17 городов России и стран СНГ, а также из Германии и Китая.



Рис. 21. 2002 год. Открывает VI Международный научный симпозиум им. академика М.А. Усова директор ИГНД (ИПР) профессор Кривошеев В.В. В президиуме: проректор по НРиИ профессор В.А. Власов и зам. директора ИГНД по НИРСиМУ доцент Г.М. Иванова.



Рис. 22. 2002 год. Участники VI Международного симпозиума им. академика М.А. Усова знакомятся с выставкой научных достижений молодежи ИГНД



Рис. 23. 2002 год. Работа секции «Современная нефтегазопромысловая техника и её совершенствование» на VI Международном научном симпозиуме им. академика М.А. Усова

14 – 18 апреля 2003 года проводится VII Международный научный симпозиум им академика М.А.Усова "Проблемы геологии и освоения недр", посвященный 140-летию со дня рождения лауреата Ленинской премии и Государственной премии СССР академика В. А. Обручева. Заслушаны 621 доклад 642 авторов. Участвовали представители 48 ВУЗов и научных институтов России, в том числе РАН. Участники прибыли из 23 городов России и стран СНГ.



Рис. 24. 2003 год. Заслуженный деятель науки и техники РФ, профессор С.С. Сулакшин беседует со студентами Санкт-Петербургского государственного горного университета на VII Международном научном симпозиуме им. академика М.А. Усова



ДН
)-л
Г,

Рис. 25. 2003 год. Работа VII Международного научного симпозиума им. академика М.А. Усова



Рис. 24. 2004 год. Открывает VIII Международный научный симпозиум им. академика М.А. Усова проректор ТПУ (ныне ректор ТПУ) П.С. Чубик. В президиуме проректор ТПУ по НРиИ В.А. Власов, зам. директора ИГНД по НИРСиМУ Г.М. Иванова и зам. мэра г. Томска по НИРСиМУ Г.М. Иванова



Рис. 27. 2004 год. Выступают студенты на секции «Технология и техника разведки МПИ» на VIII Международном научном симпозиуме им. академика М.А. Усова

11 – 15 апреля 2005 года проходит IX Международный научный симпозиум им. академика М.А. Усова "Проблемы геологии и освоения недр", посвященный 60-летию победы Советского народа над фашизмом в Великой Отечественной войне 1941-1945 гг. Заслушаны 586 докладов 598 авторов. Приняли участие 48 ВУЗов и НИИ, а также представители из Вьетнама и Кипра.



Рис. 28. 2005 год. Награждение Лауреатов VIII Международного научного симпозиума им. академика М.А. Усова



Рис. 29. 2005 год. Работа секции «Геоэкология» на IX Международном симпозиуме им. академика М.А. Усова

3 – 8 апреля 2006 года состоялся X Международный научный симпозиум им. академика М.А. Усова "Проблемы геологии и освоения недр", посвященный 100-летию первого выпуска сибирских инженеров и 100-летию основания ТПУ. Заслушаны 590 докладов 510 авторов из 44 городов России и стран СНГ, а также из Вьетнама и США.



Рис. 30. 2006 год. X Международный симпозиум им. академика М.А. Усова открывает директор ИГНД, профессор А.К. Мазуров



Рис. 31. 2006 год. Участники X Международного симпозиума им. академика М.А. Усова знакомятся с выставкой научных достижений студентов ИГНД



Рис. 33. 2006 год. Работа секции «Геология и нефтегазовое дело» на английском языке на X Международном симпозиуме им. академика М.А. Усова



Рис. 32. 2006 год. Закрытие X Международного симпозиума им. академика М.А. Усова

9 – 14 апреля 2007 был проведен XI Международный научный симпозиум им академика М.А.Усова "Проблемы геологии и освоения недр", посвященный 80-летию академика, Президента Международного горного конгресса, лауреата государственной премии СССР М. И. Щадова. Заслушаны 698 докладов 730 авторов из 38 городов России и стран СНГ, 45 ВУЗов и НИИ, а также из Вьетнама, США, Германии.



Рис. 34. 2007 год. На закрытии XI Международного симпозиума им. академика М.А. Усова



Рис. 35. 2007 год. Лауреаты XI Международного симпозиума им. академика М.А. Усова секции «Гидрогеология и инженерная геология»

14 – 17 апреля 2008 года состоялся XII Международный научный симпозиум им академика М.А. Усова "Проблемы геологии и освоения недр", посвященный 90-летию созданию Сибгеолкома России и 100-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири. Заслушаны 700 докладов 745 авторов. Участвовали 47 ВУЗов и НИИ из 42 городов России и стран СНГ, а также из Венгрии, Чехии, Вьетнама, Германии.



Рис. 36. 2008 год. Ректор ТПУ профессор Ю.С. Похолков открывает XII Международный научный симпозиум им академика М.А. Усова



Рис. 37. 2008 год. Участники XII Международного симпозиума им. академика М.А. Усова знакомятся с выставкой научных достижений студентов ИГНД (2008 год)



Рис. 38. 2008 год. Выступление с докладом на секции «Геология нефти и газа» на XII Международном научном симпозиум им академика М.А. Усова



Рис. 39. 2008 год. Закрытие XII Международного научного симпозиума им академика М.А. Усова

6 – 11 апреля 2009 года прошел VIII Международный научный симпозиум им академика М.А. Усова "Проблемы геологии и освоения недр", посвященный 110-летию со дня рождения профессора, лауреата Государственной премии СССР К.В. Радугина. Заслушаны 698 докладов 758 авторов. Участвовали представители 46 ВУЗов и НИИ, а также РАН из 35 городов России и стран СНГ, а также из Венгрии, Чехии, Вьетнама, Германии, США, Франции.



Рис. 40. 2009 год. Ректор ТПУ профессор П.С. Чубик открывает XIII Международный научный симпозиум им академика М.А. Усова



Рис. 41. 2009 год. Работа секции «Горное дело» на XII Международном научном симпозиуме им. академика М.А. Усова

5 – 9 апреля 2010 года был проведен XIV Международный научный симпозиум им академика М.А. Усова "Проблемы геологии и освоения недр", посвященный 65-летию Победы Советского народа над фашистской Германией в Великой Отечественной войне 1941-1945 гг. Заслушаны 886 докладов 983 авторов. Участвовали представители 50 ВУЗов и НИИ, а также РАН и ее филиалов. Представители дальнего зарубежья – Вьетнама, Чехии, Венгрии, Германии, США, Франции.



Рис. 42. 2010 год. Открытие XIV Международного научного симпозиума им академика М.А. Усова



Рис. 43. 2010 год. Студенты на выставке научных достижений молодёжи ИПР. XIV Международный научный симпозиум им академика М.А. Усова



Рис. 44. 2010 год. Лауреаты секции «Геоэкология» после награждения на XIV Международном научном симпозиуме им академика М.А. Усова

4 – 8 апреля 2011 года прошел XV Международный научный симпозиум им академика М.А. Усова "Проблемы геологии и освоения недр", посвященный 110-летию со дня основания горно-геологического образования в Сибири. Заслушаны 978 докладов 970 авторов из 48 ВУЗов и НИИ из городов России и стран СНГ, а также Индии, Германии, Венгрии, Чехии, Вьетнама, США, Китая, Франции.



Рис. 45. 2011 год. XV Международный научный симпозиум им. академика М.А. Усова открывает проректор-директор ИПР А.К. Мазуров



Рис. 46. 2011 год. Студенты из Индии Камал Гандра и Виджий Кумар на XV Международном научном симпозиуме им. академика М.А. Усова



Рис. 47. 2011 год. Студентка Зайцева Д.К. – Лауреат XV Международного научного симпозиума им. академика М.А. Усова на секции «Экономика минерального и углеводородного сырья. Горное право», Лучшая студентка ТПУ и Лучший выпускник России по своей специальности.



Рис. 48. 2011 год. Праздничный концерт на закрытии XV Международного симпозиума им. академика М.А. Усова

2–7 апреля 2012 года состоялся юбилейный XV Международный научный симпозиум им академика М.А. Усова "Проблемы геологии и освоения недр", посвященный 110-летию со дня рождения профессора, Заслуженного деятеля науки и техники России Л.Л. Халфина и 40-летию научных молодежных симпозиумов академика им. М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр». Заявлено 989 докладов 1020 авторов из 52 ВУЗов и НИИ и представители РАН из городов России и стран СНГ, а также из Англии, Индии, Германии, Венгрии, Чехии, США, Франции. Работала 21 секция и круглый стол.



Рис. 49. 2012 год. Награждение лауреатов XVI Международного научного симпозиума им академика М.А. Усова (2012 г.)



Рис. 50. 2012 год. Выступает магистрант А.М. Гориков на секции «Современные технологии и техника разработки нефтяных и газовых месторождений». XVI Международный научный симпозиум им академика М.А. Усова (2012г.)



Рис. 51. 2012 год. Лауреаты секции «Месторождения полезных ископаемых. Методика поисков и разведки МПИ». XVI Международный научный симпозиум им академика М.А. Усова (2012г.)

Сегодня Международный научный симпозиум им. академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» представляет собой крупный научный геологический молодежный Форум, имеющий немалый авторитет в стране.

Уникальность симпозиума состоит в том, что он многопрофильный в науках о Земле и, включая также все, что связано не только с исследованием недр Земли, но и их освоением.

Научные направления 21 секций охватывает сегодня важнейшие проблемы и новейшие достижения стратиграфии, палеонтологии, тектоники, исторической и региональной геологии, кристаллографии, минералогии, геохимии, петрографии, литологии, полезных ископаемых, металлогении, гидрогеологии и инженерной геологии, геофизики, нефтяной геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений, переработки углеводородного и минерального сырья, геoinформационных систем в науках о Земле, нефтегазопромыслового оборудования, современной техники и технологии разведки месторождений полезных ископаемых, добычи, технологии и техники транспорта и хранения нефти и газа, бурения скважин, горного дела, геоэкологии, гидрогеоэкологии, инженерной защиты окружающей среды, комплексного использования минерального сырья, землеустройства, горного и природоресурсного права, а также проблемы экономики минерально-сырьевых комплексов России и стран СНГ. В следующем году планируем ввести ещё одно направление «Космогеологию». Кроме того, планируется проведение некоторых секций с использованием залов 3-D визуализации с зарубежными участниками.

Симпозиум проходит по всем фундаментальным и прикладным направлениям геологического профиля. На каждой из научных направлений симпозиума выступают ведущие специалисты и ученые по проблемным вопросам геологии и недр Земли в XXI веке.

Участвуют в симпозиуме лучшие студенты и молодые научные кадры России и стран СНГ, а также представители Дальнего зарубежья. На симпозиуме в докладах освещаются достижения научных исследований авторов с использованием новейших методов исследований и оригинальных методов интерпретаций; результаты конструкторских разработок и экспериментальных исследований; достижений с использованием новых компьютерных технологий в геологии, нефтегазодобычи и геоэкологии; аналитические обзоры теоретических и экспериментальных исследований по различным геологическим проблемам и охране окружающей среды.

На Международных научных симпозиумах имени академика А.М. Усова традиционно отмечается активное участие молодых ученых из академических институтов РАН и НАН стран СНГ, а также отраслевых научно-исследовательских институтов. Научный уровень многих докладов на всех секциях симпозиумов отмечается как очень высокий, некоторые из них отличаются новизной и оригинальностью идей. Результаты лучших научных работ чрезвычайно актуальны, отражают исследования как в области фундаментальных наук, так имеют и важное прикладное значение и при дальнейшей научной разработке могут быть представлены в виде диссертаций на соискание ученых степеней. Результаты исследований по ряду представленных докладов имеют патенты и лицензии. Авторы научных работ продемонстрировали владение самыми современными методами научных исследований.

В процессе работы симпозиума на секциях используются современные технические средства демонстрации научных работ: мультимедийный проектор, компьютерный проектор, ноутбук, графопроектор, программа для презентаций «Powerpoint», проектор Nec-595VT, оптические преобразователи в режиме Power Point, интерактивная доска Hitachi, видеостена 3D-визуализации, плазменный экран, а также используются для демонстрации самые последние версии популярного пакета программ MS Office, Corel Draw, Arc View, MapInfo и других новейших программных средств. Некоторые доклады сопровождаются показом фильмов собственного производства.

Кроме работы секций почти ежегодно последние годы работает «круглый стол», на котором ведутся дискуссии по наиболее назревшим темам таким, как «Научно-исследовательская работа молодежи в условиях современного образовательного процесса в вузах России: опыт, традиции, новые формы, проблемы, перспективы» или «Профессиональная коммуникация и проблемы преподавания профессионального иностранного языка в области природных ресурсов недр Земли» и др.

В день открытия Международных симпозиумов имени академика М.А. Усова традиционно организуются и работают, как правило, три выставки. Такие как – научные достижения студентов и молодых ученых ИПР (ИГНД), а также выставки с историческими материалами, посвященные юбилейным датам института и университета, а также выдающимся ученым – выпускникам ИПР, иногда одна из выставок освещает новейшую литературу по теме наук о Земле.

В период работы симпозиумов для участников организуется интересная культурная программа. Проводятся экскурсии по городу; в Сибирский ботанический сад (в отдел тропической и субтропической растительности); в музей редких и древних книг; в музей истории Томского политехнического университета; в выставочный центр современных научных достижений ТПУ; в музей-кабинет академиков В.А. Обручева и М.А. Усова; в библиотеку Томского политехнического университета; в Центр подготовки магистров в области нефтяного инжиниринга, созданного на базе Эдинбургского университета «Хериот-Ватт» (Великобритания) и Томского политехнического университета, в современное автоматизированное хранилище с лабораторно-аналитическим центром. Гости симпозиума знакомятся с учебными корпусами и лабораториями ИПР ТПУ, с инновационными научно-образовательными центрами ИПР («Трубопроводный транспорт нефти и газа» и «Урановая геология»), оснащенными новейшим современным оборудованием на уровне мировых стандартов; с минералогическим и палеонтологическим музеями Томского политехнического университета; с научно-исследовательским ядерным реактором ТПУ и т.д. Для гостей демонстрируется фильм об истории, традициях и научных достижениях ИПР ТПУ.

В период работы симпозиума на каждой секции работают конкурсные комиссии, которые определяют лауреатов лучших научных работ по каждому из своих направлений. Все победители награждаются дипломами и ценными призами, всем участникам вручаются сертификаты и сувениры.

Награждения лауреатов проходят, как правило, в торжественной и праздничной обстановке в Международном культурном центре Томского политехнического университета. Для участников симпозиума дается праздничный концерт.

Главными рабочими языками на симпозиуме являются русский, английский и немецкий. Поскольку часть докладов участниками делается на английском и немецком языках, то для них работают специальные секции «Геология и нефтегазовое дело» на которой бывает представлено до 120 докладов. На открытии данной секции в этом году выступил представитель Британского Совета – Harriot-Watt University.

В рамках Международных научных симпозиумов им. академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения» последних лет проводится Федеральный молодежный конкурс «У.М.Н.И.К.», молодежный научно-инновационный конкурс грантов на научные исследования в размере 400 тыс. руб. на 2 года.

По итогам работы симпозиумов ежегодно издается сборник научных трудов симпозиума, компьютерная копия которого в виде CD-диска выдается участникам симпозиума. Объем сборника издается в виде монографии и составляет, как правило, 1300-1500 страниц (усл. печ. листов - 120.50, размер шрифта Times New Roman 9) в двух томах, тиражом – 300 экземпляров, в твердом переплете с глянцевой коркой.

Электронная версия сборника трудов выставляется на сайте www.tpu.ru.

Симпозиум, его ход, содержание и значимость широко освещается в средствах массовой информации (на областном телевидении, в журнале «Недра Сибири», в областной печати, в газете ТПУ «За кадры» и т.д.).

Последние 5 лет, Международные научные симпозиумы им. академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» осуществляются при информационной поддержке образования и науки РФ (Роснаука) и при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований РФ.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ

А.Т. Росляк, профессор

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в разработке находится большое количество месторождений, представленных низкопроницаемыми коллекторами и трудноизвлекаемыми запасами. Эффективность извлечения нефти из таких нефтеносных пластов современными, промышленно освоенными методами разработки, с точки зрения обеспечения полноты выработки запасов во всех нефтедобывающих странах, считается неудовлетворительной. В подтверждение этому достаточно сказать, что средний коэффициент извлечения нефти (КИН) по данным ряда специалистов на месторождениях мира не превышает 0,4. Это означает, что если не применять принципиально новые методы улучшения выработки запасов, то около 60 % начальных запасов нефти останутся неизвлеченными. Еще в более широком диапазоне, 0,10 – 0,60, изменяются КИН по отдельным разрабатываемым месторождениям Западной Сибири.

В России продолжается многолетняя негативная тенденция снижения проектной нефтеотдачи – основного показателя рациональности использования сырьевой базы нефтедобычи. В последние годы она снизилась в два раза по сравнению с 1950-ми гг. и стала в 1,5 раза ниже, чем в США, где нефтеотдача много лет растет, хотя структура запасов там хуже нашей. В наших же недрах остается более 70% запасов. В целом уже потеряно около 15 млрд. тонн потенциальных извлекаемых запасов, т.е. столько, сколько добыто за всю историю нефтяной промышленности России.

Российскими компаниями активно используются такие технологии интенсификации добычи нефти, как гидроразрыв пласта, спуск насоса ниже интервала перфорации, увеличение депрессии в призабойной зоне пласта, эксплуатация только высокодебитных скважин, резка боковых стволов и т. п. В некоторых крупных компаниях эти технологии отождествляют с современными «прогрессивными западными способами разработки», противопоставляя их «консервативным советским». Под таким знаменем в последние годы осуществляется масштабная, выборочная интенсификация выработки активных запасов.

Число выводимых из эксплуатации так называемых «нерентабельных» скважин исчисляется десятками тысяч. В некоторых компаниях их число достигает 50% и более от действующего фонда. Вследствие этого фактическая плотность сетки скважин оказывается в несколько раз меньше проектной. Происходит также существенное снижение проектного КИН, который к настоящему времени снизился до 28%, что на 25% меньше среднего. Это объясняется не ухудшением структуры запасов и увеличением доли их трудноизвлекаемой части, а тем, что для разработки таких запасов не применяются современные методы увеличения нефтеотдачи (далее – МУН) - тепловые, газовые, химические, микробиологические, хотя они способны обеспечить нефтеотдачу нередко превышающую при разработке месторождений с активными запасами методом заводнения.

Следует обратить внимание на последние обобщенные данные, представленные в Лондоне в декабре 2004 году на Международном форуме «Методы увеличения нефтеотдачи». Согласно этим данным нефтеотдача, достигаемая при применении современных МУН, составляет 30-70 %, в то время как при первичных способах разработки - с использованием потенциала пластовой энергии - она составляет в среднем 25 %, а при вторичных способах - заводнении и закачке газа для поддержания пластовой энергии – 25-40%. Применение современных МУН позволило увеличить мировые доказанные извлекаемые запасы нефти в 1,4 раза, то есть на 65 млрд. тонн, а среднее значение нефтеотдачи позволит повысить к 2020 г. с 35 % до 50 % с перспективой дальнейшего роста.

К настоящему времени освоены и применяются в промышленных масштабах следующие четыре группы современных методов увеличения нефтеотдачи, которые также называют третичными:

- тепловые методы (вытеснение нефти теплоносителями, воздействие с помощью внутрислоевого экзотермических окислительных реакций);
- газовые методы (закачка углеводородных газов, жидких растворителей, углекислого газа, азота, дымовых газов, попутного нефтяного газа);
- химические методы (заводнение с применением поверхностно-активных веществ, полимерное, мицеллярное заводнение и др.);
- микробиологические методы (введение в пласт бактериальной продукции или ее образование непосредственно в нефтяном пласте).

К перспективным направлениям повышения дополнительной добычи нефти на действующих и разведанных месторождениях следует отнести:

1. Отбор проектов, исходя из достижения максимально возможной нефтеотдачи при гармонизации экономических интересов государства и недропользователя.
2. Введение обязательного условия налогового стимулирования разработки трудноизвлекаемых запасов (высокообводненных, малодебитных и остановленных скважин) внедрение новейших методов повышения извлечения полезных ископаемых (повышения нефтеотдачи).
3. Совершенствование известных и создание новых способов добычи нефти:

- разработка нового насосного оборудования;
 - смарт-скважины, интеллектуальные месторождения;
 - новые системы размещения скважин;
 - новые способы воздействия на пласт;
 - применение потокоотклоняющих технологий и управляемых систем ППД;
 - новые регламенты эксплуатации скважин.
4. Разработка новых и совершенствование применяемых программных продуктов для проектирования систем разработки и расчета динамики добычи нефти и КИНа.
5. Развитие и совершенствование постоянно-действующих геолого-технологических моделей месторождений
- Только широкое применение современных методов и технологий повышения нефтеотдачи позволит решить проблему разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ТЕПЛОБМЕНА МЕЖДУ ПОГРУЖНЫМ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕМ И ТРЁХФАЗНЫМ ФЛЮИДОМ В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ В УСЛОВИЯХ ИНТЕНСИВНЫХ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ

Р.К. Абдулаев

Научный руководитель доцент В.Н. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Даже учитывая тот факт, что месторождения углеводородов характеризуются различным строением коллекторов и глубинами залегания углеводородов, составом и физико-химическими свойствами нефтей, причины отказов УЭЦН чаще всего одинаковы и их доли в общем числе отказов примерно равны.

Наибольшее внимание, вследствие их большого числа, представляют две причины:

- снижение изоляции;
- заклинивание насоса;

В большинстве случаев заклинивание насоса происходит из-за наличия механических примесей, отложения солей, парафинов и недостаточного теплосъема с погружного электродвигателя. Снижение изоляции тоже зачастую обусловлено температурным режимом.

Солеобразования могут развиваться в порах пород призабойной зоны, снижая их пористость и проницаемость. Они являются одним из преобладающих осложняющих факторов, представляют собой отложения, похожие на накипь на поверхности домашних чайников, закупоривающую перфорационные каналы, клапаны, насосы, внутреннюю и внешнюю поверхность скважинного оборудования, обсадные и эксплуатационные колонны НКТ, засоряя, таким образом, скважину, препятствуя потоку жидкости и эффективному теплопереносу между погружным электродвигателем (ПЭД) и омывающим флюидом.



Рис. 1 Многочисленные изъявления и коррозия, вызванные скоплением солеотложений

Солевой налет обычно располагается слоями и иногда бывает покрыт парафиновым или битуминозным покрытием. Изъязвления и коррозия стали могут развиваться под слоем солевых накоплений благодаря бактерии и кислому газу, нарушая целостность стали (рис. 1). Отсутствие работ, посвященных исследованию механизма теплообмена между ПЭД и газожидкостным потоком в присутствии солевого налета приводит к необходимости более детального рассмотрения вопроса о движении флюида в скважине, т.к. именно он

обуславливает тепломассоперенос. Ниже рассматриваются результаты численного моделирования стационарного процесса переноса тепла от ПЭД к обтекающему его потоку скважинной продукции в общей постановке, в частности с учетом влияния типа и структуры потока, концентрации газа, мощности солевого налета, технологических факторов. Анализ подвергается температурный режим погружного электродвигателя в период стабильной работы в присутствии слоя солейотложений.

Уравнения математической модели. Метод аналитического решения.

Примем обозначения: R_d – радиус погружного электродвигателя; a – коэффициент температуропроводности цилиндра; α – коэффициент теплоотдачи; λ_d – коэффициент теплопроводности цилиндра, $\lambda_{от}$ – коэффициент теплопроводности кальцита. Для построения тепловой модели погружной электродвигатель представим однородным осесимметричным бесконечно длинным цилиндром с равномерно распределенными по его объему источниками теплоты, плотность которых определяется формулой

$$q = \frac{N \cdot (1 - \eta_d)}{\pi \cdot R_d^2 \cdot L}$$

где N , η , L , R – соответственно номинальная мощность, КПД, длина и радиус ПЭД.

Распределение температуры в теле погружного электродвигателя можно определить из решения уравнения теплопроводности в неограниченном цилиндре с непрерывно действующим источником:

$$\frac{\partial T(t)}{\partial t} = a \cdot \left[\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \cdot \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{q_d}{\lambda_d} \right], \text{ при } t > 0, R_d > r > 0.$$

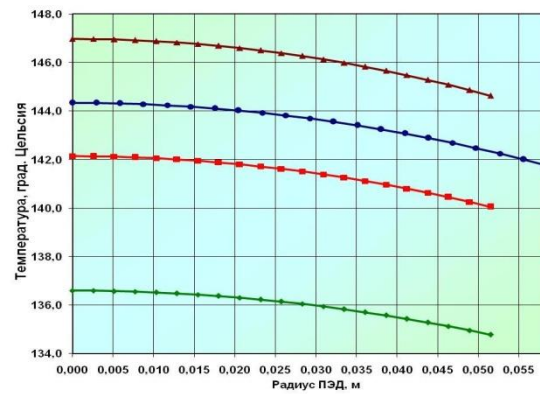
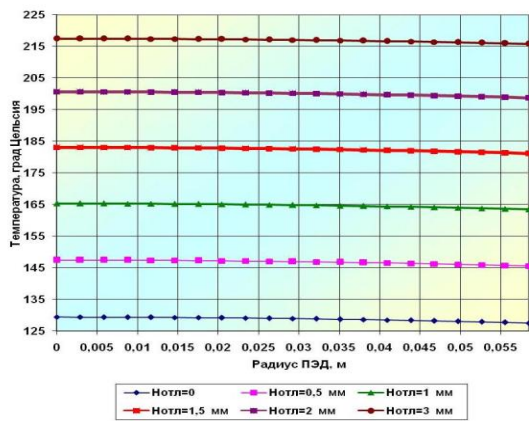


Рис. 2 Распределение температуры в теле ПЭД4ЭД22-117 при различной мощности слоя солейотложений $w=2w_{ном}$

Рассмотрим частный случай, когда $\frac{\partial T(t)}{\partial t} = 0$, установившееся значение температуры при бесконечно большом прошествии времени. Тогда имеем:

$$\frac{\partial}{\partial r} \left(r \cdot \frac{\partial T}{\partial r} \right) = -r \frac{q_d}{\lambda_d} = r\chi$$

В итоге распределение температуры в двигателе будет определяться по формуле:

$$T_d = \chi \frac{r^2}{4} + C_2 \text{ при условии } 0 \leq r \leq R_d, \text{ где константы}$$

$$C_2 = \left(\frac{\lambda_d}{\lambda_{от}} \ln R_d - \frac{1}{2} \right) \chi \frac{R_d^2}{2} + A_2 \text{ и } A_2 = T_c + \frac{q_d}{\lambda_{от}} \frac{R_d^2}{2} \ln(R_d + h) + \frac{1}{\alpha} q_d \frac{R_d}{2}.$$

Расчеты проводились с использованием ПЭВМ, специально для чего была составлена программа на языке программирования Visual Basic.

Для расчета среднего коэффициента теплоотдачи на внутренней стенке при ламинарном и слаботурбулентном течении водонефтяного или водонефтегазового потока смеси в канале кольцевого поперечного сечения использовались зависимости:

для ламинарного режима обтекания

$$Nu_{см} = 1,4 \cdot \left(Re_{см} \cdot \frac{d_r}{L} \right)^{0,4} \cdot Pr_{см}^{0,33} \cdot \left(\frac{Pr_{см}}{Pr_{ст}} \right)^{0,25},$$

для турбулентного режима движения смеси в кольцевом канале

$$Nu_{cm} = 0,021 \cdot Re_{cm}^{0,8} \cdot Pr_{cm}^{0,43} \cdot \left(\frac{Pr_{cm}}{Pr_{ct}} \right)^{0,25},$$

где Re , Pr , Nu – критерии соответственно Рейнольдса, Прандтля и Нуссельта.

Определяющим размером в последней формуле является эквивалентный диаметр кольцевого канала, определяющей температурой – температура потока T_c . Индекс «см» означает, что параметры определены при температуре потока, индекс «ст» – при температуре стенки цилиндра. В результате расчетов получены графические зависимости влияния мощности солевого налета на распределение температуры в теле ПЭД (рис. 2) и зависимость нагрева ПЭД от номинальной скорости омывающего флюида (рис. 3).

Выводы

Солевой налет оказывает заметное влияние на теплообмен системы «ПЭД-Обтекающий флюид»; Температурный режим ПЭД зависит как от мощности модуля, так и от скорости набегающего потока.

Литература

1. Ибрагимов Н.Г. Осложнения в нефтедобыче. – Уфа:ООО «Издательство научно-технической литературы «Монотомь»», 2003. – 302с
2. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. – М.: «Нефть и газ» РГ У нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
www.slb.com.
3. Frank P. Incropera, David P. Dewitt: “Fundamentals of Heat and Mass Transfer”, John Wiley and Sons (2002).
H.Q. Zhang, Q. Wang, C. Sarica, and J. P. Brill: “Unified Model of Heat Transfer in Gas/Liquid Pipe Flow”, SPE March 28 – 31, 1999.
4. Hasan A. R. and Kabir C. S.: “Aspects of Heat Transfer During Two-phase Flow in Wellbores”, SPEPF (August 1994), 211.

ОСОБЕННОСТИ МЕТОДА ВООБРАЖАЕМОЙ СКВАЖИНЫ

Т.А. Абрамов, И.И. Куц, А.Т. Нагиев

Научный руководитель доцент М.Л. Карнаухов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Процесс восстановления давления в скважине, работающей возле непроницаемого барьера, описывается путем добавления воображаемой скважины, которая будет находиться на том же расстоянии от барьера, что и реальная скважина, и будет работать с таким же дебитом. В этом случае будет достигнуто отсутствие перетоков между двумя скважинами, что будет симулировать присутствие барьера. Процесс восстановления давления будет описываться методом суперпозиции, в котором происходит наложение 2-х суперпозиций – пространственной, характеризующей взаимодействие реальной и воображаемой скважин, и временной, описывающей процесс восстановления давления в закрытых скважинах. Уравнение восстановления давления в закрытой скважине, полученное путем применения метода суперпозиции имеет вид:

$$P_c = P_n + \frac{q\mu}{4\pi kh} \left[Ei \left(-\frac{m\mu\beta r_c^2}{4k(T + \Delta t)} \right) - Ei \left(-\frac{m\mu\beta r_c^2}{4k\Delta t} \right) + Ei \left(-\frac{m\mu\beta d^2}{k(T + \Delta t)} \right) - Ei \left(-\frac{m\mu\beta d^2}{k\Delta t} \right) \right] \quad (1)$$

где:

P_c – давление в скважине, P_n – давление в скважине при закрытии, q – дебит, m – пористость, μ – вязкость, d – расстояние до барьера, k – проницаемость, β – сжимаемость, h – мощность продуктивного пласта, r_c – радиус скважины, T – время отработки скважины, Δt – время после закрытия скважины, P_n – давление в скважине при закрытии, Ei – специальная табулированная экспоненциальная интегральная функция.

При подставлении констант в уравнение 1 получим уравнение 2. Отметим, что расстояние до границы пласта, подставленное в уравнение, равняется $d=10$ м.

$$P_c = 100 + \left[Ei \left(-\frac{0,005}{(10000 + \Delta t)} \right) - Ei \left(-\frac{0,005}{\Delta t} \right) + Ei \left(-\frac{200}{(10000 + \Delta t)} \right) - Ei \left(-\frac{200}{\Delta t} \right) \right] \quad (2)$$

Построим кривую восстановления давления, используя уравнение 2.

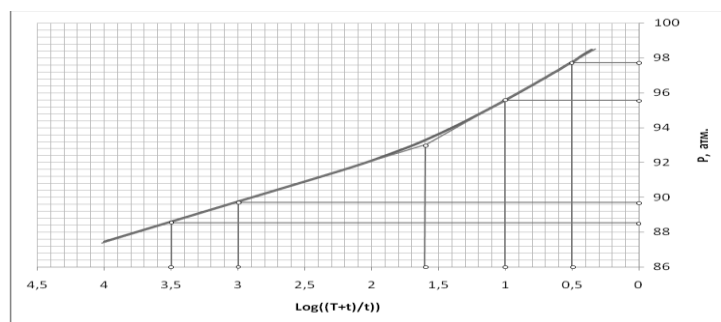


Рис. 1 Кривая восстановления давления, полученная путем использования метода суперпозиции

На рис. 1 видно характерное изменение наклона кривой, связанное с достижением волны депрессии непроницаемого барьера. Кривая построена в хорнеровских координатах, точка пересечения экстраполированных раннего и позднего времен приблизительно равна 1,6 времени Хорнера, что примерно равно $t_x = 257,7$ секундам.

Отметим ряд особенностей, связанных как с кривой восстановления давления, изображенной на рисунке 1, так и с методом воображаемой скважины. Как известно, граница пласта вычисляется по формуле, связанной с пьезопроводностью пласта и временем достижения волны депрессии непроницаемого барьера

$$d = \sqrt{\frac{4kt_x}{m\mu\beta}} \quad (3)$$

Полученное расстояние до барьера составляет 22,7 метра, что более чем в 2 раза превышает исходное значение, которое закладывалось в уравнение суперпозиции. Причина данного явления описана ниже.

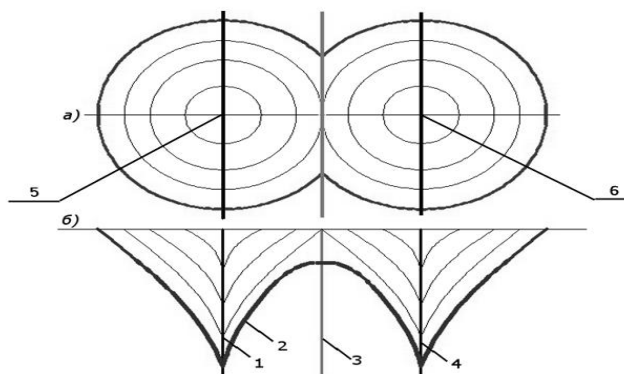


Рис. 2 Распределение кривых давления между реальной и воображаемой скважиной

На рис. 2 изображено распространение депрессионных воронок реальной и воображаемой скважины, под буквой «а» - вид сверху, под «б» - в вертикальном разрезе. 1 – реальная скважина, 2 – непроницаемый барьер, 3 – воображаемая скважина, 4 – контур сложной депрессионной воронки, 5 – реальная скважина, 6 – воображаемая скважина. Из рис. 2 видно, что при длительной работе 2-х скважин – реальной и воображаемой – происходит образование депрессионной воронки сложного типа, вызванной наложением 2-х депрессионных воронок обеих скважин. Однако процессы, происходящие после закрытия скважины, описываются функциями, характеризующими восстановление давления отдельных скважин, то есть в данном случае происходит нарушение симметрии, так описываемые волны восстановления давления имеют иную форму, чем депрессионная воронка 2-х скважин. Таким образом, метод воображаемой скважины, в результате которого происходит наложение 2-х суперпозиций, не является объективным для отражения процессов восстановления давления в скважине, находящейся около непроницаемой границы, что требует разработки новых подходов к данной проблеме.

Литература

1. Карнаузов М.Л. Гидродинамические исследования скважин испытателями пластов. – М.: Недра, 1991. – 204 с.
2. Карнаузов М.Л., Пьянкова Е.М. Исследования скважин при контроле за разработкой нефтяных месторождений // Тр. Всерос. науч.-техн. конф.: Большая нефть: реалии, проблемы, перспективы. – Альметьевск, 2001, – Т.1 – С. 315 – 323.
3. Matthews C. S., Russel D. G. Pressure Buildup and Flow Tests in Wells. SPE of AIME, Dallas: 1967. – p. 92 – 95.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН ПРИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПЛАСТОВ

Т.А. Абрамов, Д.Э. Исламов, Е.С. Лебедев

Научный руководитель доцент М.Л. Карнаухов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

В практике эксплуатационного бурения скважин на нефть и газ часто при освоении не получают планируемых притоков нефти и газа. Поэтому применяют различные методы воздействия на пласт. В последние годы часто стали обращаться к гидроразрывам пластов для существенного повышения продуктивности скважин. Однако заметен рост непроизводительных ГРП, что связано с необоснованными процедурами планирования таких операций. Не учитываются такие важные сведения о пластах перед производством ГРП, как степень повреждения пластов при бурении и капремонте, то есть величина скин-эффекта.

Как известно, распределение давления в пласте определяется логарифмической функцией расстояния от скважины до точки замера при стационарных процессах фильтрации. В околоскважинной зоне изменение давления зависит от величины скин-эффекта и емкости ствола скважины. Как видно, депрессия на пласт при наличии положительного скин-эффекта максимальная и равна:

$$\Delta P_1 = \Delta P_2(s=0) + \Delta P_{\text{скин}} \quad (1)$$

В этом случае основной перепад давления приходится на загрязненную зону. При отсутствии скин-эффекта тот же дебит достигается при ΔP_2 ($s=0$), а при повышенной проницаемости в ПЗП для получения того же дебита необходимо иметь еще меньшую депрессию $\Delta P_3(s<0)$.

Исходя из сказанного следует, что только методы интенсивного воздействия на пласт (такие как ГРП) позволяют существенно повысить продуктивность скважины путем устранения скин-эффекта и создания активной зоны фильтрации за пределами загрязненной зоны. Тогда при создании на пласт той же депрессии, которая была до ГРП, весь перепад давления падает на пласт, а не на его ПЗП, за счет чего резко повышается дебит. Если дебит и депрессия замерены до проведения ГРП, то в соответствии с законом Дюпюи можно воспользоваться следующей зависимостями для оценки продуктивности загрязненного пласта:

$$\Delta P_1 = P_{\text{пл}} - P_3 = \frac{q\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{r_c}{r_w} + S_1 \right) \quad (2)$$

где ΔP_1 и ΔP_2 - перепад давления на пласт (депрессии), $P_{\text{пл}}$ - пластовое давление, P_3 - забойное давление, q - дебит, μ - вязкость, k - проницаемость, h - толщина пласта, r_c - радиус скважины, r_w - радиус контура питания, S_1 - скин-эффект.

При проведении ГРП образуется трещина в пласте и в ближайшей около скважины зоне активность фильтрации резко возрастает - потоки жидкости устремляются к трещине и затем по ней, как по высокопроницаемому каналу, направляются в скважину. Так как трещина всегда состоит из двух половинок, направленных в противоположные стороны от скважины, то конфигурация потоков жидкости в области распространения трещин становится симметричной. При этом часто принимается режим фильтрации жидкости в трещину как аналог поступления жидкости в скважину через призабойную зону, имеющую повышенную проницаемость по сравнению с удаленной зоной. То есть считается, что в результате ГРП получена «кольцевая» зона в окружении скважины с проницаемостью выше проницаемости пласта. И эта зона называется скиновой зоной, где показатель скин-эффекта имеет отрицательную величину. Очевидно величина скин-эффекта (отрицательного) будет тем больше, чем длиннее трещина. Уравнение фильтрации имеет тот же вид, что и для загрязненного пласта:

$$\Delta P = P_{\text{пл}} - P_3 = \frac{q\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{r_c}{r_w} + S_2 \right) \quad (3)$$

где S_2 - отрицательный скин-эффект.

Поскольку при проведении замеров депрессий и дебитов в работающих скважинах никогда не ясно, есть ли загрязнение пласта или его нет, а если есть загрязнение пласта, то неясно насколько оно велико, поэтому воспользоваться указанными зависимостями для определения гидропроводности пласта (проницаемости) или скин-эффекта нельзя. А если на практике все же ведут расчеты указанных параметров с применением записанных зависимостей, то при этом речь может идти только о каких-то усредненных параметрах пласта.

Параметры проницаемости и скин-эффекта можно получить только на основе исследований, связанных с нестационарной фильтрацией, то есть с применением технологий испытания скважин с записью, например КВД (кривой восстановления давления), со спуском приборов на забой скважины. Однако, в связи с отсутствием в настоящее время фонтанных скважин практически осуществлять такие исследования не представляется возможным - на забой невозможно спускать манометры из-за наличия в скважинах глубинных насосов.

Другие технологии исследования на нестационарных режимах требуют проведения специальных работ со спуском в скважину испытателей пластов, устройств для освоения скважин (струйных насосов), свабов и т.д.

На рис. 1а) показан график распределения давления в пласте при наличии скин-эффекта (1), незагрязненности пласта (2) и пласта с повышенной проницаемостью в ПЗП (3). Размеры скиновой зоны одинаковы - r_s . Заметим, что при ГРП когда в пласте образуется высокопроводимая трещина, давление может быть представлено в виде кривой 4, что соответствует глубокой зоне повышенной проницаемости - r_s . На рис. 1б

приведены кривые восстановления уровня после свабирования скважины № 920 Хохряковского месторождения: 1-я КВУ записано 22 мая 2002 г., а 2-я КВУ – 28 сентября 2002 г. после проведения ГРП.

Первое исследование, как видно, не дало интенсивного роста давления

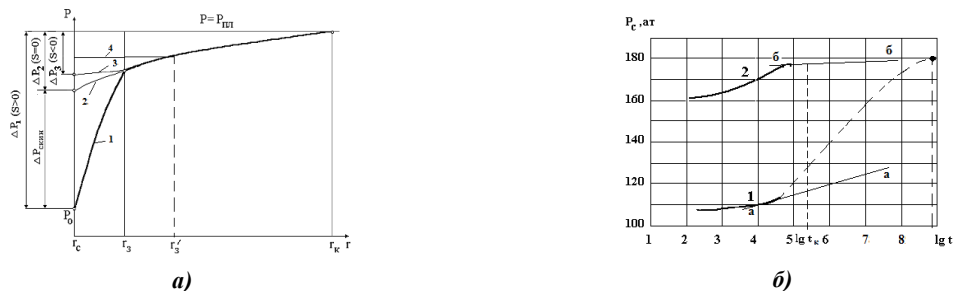


Рис. 1 а) Распределение давления в пласте при наличии скин-эффекта (1), в незагрязненном пласте (2), с повышенной проницаемостью (3) и после ГРП (4). б) Кривые восстановления уровня, записанные в скважине № 920: 1 – 22.05.2000 г., 2 – 28.09.2000 г.

Низкое пластовое давление, зафиксированное до ГРП связано не с истощением пласта, а со скин-эффектом. На рис. 1б) показана прогнозная КВД (пунктиром), по которой можно было бы зарегистрировать истинное пластовое давление и определить свойства пласта, если бы замер вели 100 суток.

Для скважины № 920 можно определить время записи КВУ, когда радиус влияния достигнет контура питания. А именно $t_k=43$ часа. Этому значению t_k соответствует $P_{пл} = 178$ ат. В результате расчетов параметров пласта по данным замеров КВУ в скв. № 920 найдено пластовое давление, равно 185 ат, проницаемость 0,5 мД и гидропроводность 5,29 Дсм/сП и скин-эффект после ГРП = – 4,1. Коэффициент продуктивности в результате проведения ГРП увеличился в 6 раз. Находим скин-эффект до ГРП и получаем значения 14,36. Так же возможно рассчитать коэффициент продуктивности скважины при отсутствии загрязнения: при $S=0$, $\eta_0=4,25$. Аналогичные примеры найдены по другим скважинам Хохряковского месторождения, которые подтверждают сделанные выводы.

Результаты расчета скин-эффекта до ГРП по вышеприведенной схеме для других 9 скважин, в которых так же зафиксированы КВУ до и после ГРП. Скин-эффекты до ГРП зафиксированы в пределах от $S = 4,7$ до $S = 22,8$.

Необходимо заметить, что значительные по величине начальные значения скин-эффекта связаны не только с влиянием бурового и цементного растворов, а так же других технологических жидкостей. Например, возможным проявлением пластических свойств горных пород при работе с повышенными депрессиями. Данные замеры показали так же, что гидроразрывы не только устраняют скин-эффект, но и повышают фильтрационные свойства пласта в пределах распространения трещины, заполненной проппантом. Поэтому ГРП необходимо рассматривать как один из основных методов интенсификации притока. Таким образом, данная методика позволяет рассчитать скин-эффект, который имел место до ГРП. Становится ясно, как следует планировать операции по проведению ГРП на конкретных месторождениях: либо осуществлять глубокие ГРП с распространением трещин на глубину свыше 100м, либо достаточно “пробить” прискважинную сильнозагрязненную зону короткой, но с высокой концентрацией проппанта трещиной.

Литература

1. Agarwal R.G., Al-Hussainy R., Ramey H.J. An Investigation of Wellbore Storage and Skin Effect in Unsteady Liquid Flow: I. Analytical Treatment. SPEJ, Sept. 1979. – p. 279 – 290.
2. Miller C.C., Dyes A.B. and Hutchinson C.A. The Estimation of Permeability and Reservoir Pressure from Bottom-Hole Pressure Build-up Characteristics // Trans. AIME, 1950. – v. 189. – p. 91 – 104.

РАЗРАБОТКА ЭМУЛЬСИОННЫХ СОСТАВОВ НА ОСНОВЕ СЫРОЙ НЕФТИ ДЛЯ ЩАДЯЩЕГО ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН

С.В. Багрянцев

Научные руководители заведующий кафедрой В.В. Живаева,
старший преподаватель С.В. Воробьев

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Для сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов при глушении скважин нефтяных месторождений разработаны эмульсионные составы с использованием следующих основных компонентов: углеводородная дисперсионная среда, водная дисперсная фаза, твердая дисперсная фаза, поверхностно-активные вещества, регуляторы вязкости и термостабилизаторы, отвечающие следующим основным требованиям: высокая кинетическая и агрегативная устойчивость; регулируемая вязкость; термостабильность. Для приготовления эмульсионных составов использовалась высоковязкая нефть Пенячинского месторождения и раствор хлористого

кальция CaCl₂. Результаты исследований проб нефти приведены в табл. 1. По принятой классификации данная нефть относится к классу высокосернистых, смолистых, высокопарафиновых нефтей.

Таблица 1

Физико-химические характеристики нефти Пеняченского месторождения пласта С1

Наименование	Значение	Ед. измерения
Плотность нефти в пластовых условиях	937	кг/м ³
Плотность нефти в поверхностных условиях	945	кг/м ³
Динамическая вязкость пластовой нефти	189,9	МПа с

Приготовление эмульсии осуществлялось следующим образом: объем каждого из компонентов составлял 200 мл., эмульгирование проводилось с помощью электромешалки в течении 10 минут при 500, 1000, 2000, 3000 оборотах в минуту. После каждого эмульгирования проводилось исследование параметров эмульсионного раствора.

Кинетическую устойчивость любых дисперсных систем, в том числе обратных эмульсий, определяют по скорости расслоения дисперсной фазы в дисперсионной среде. При этом размеры частиц дисперсной фазы, зависящие только от их агрегативной устойчивости могут и не изменяться. Кинетическая устойчивость разбавленных дисперсных систем описывается уравнением Стокса. В то же время, экспериментально установлено, что скорость стесненного оседания дисперсной фазы (глобул воды) из концентрированной обратной эмульсии зависит от изменения концентрации дисперсной фазы и размеров глобул воды. Чем больше концентрация водной фазы в агрегативно-устойчивой обратной эмульсии, тем выше её кинетическая устойчивость и тем медленнее происходит процесс стесненного оседания дисперсной фазы. При одной и той же концентрации дисперсной фазы с повышением степени диспергирования глобул воды, кинетическая устойчивость агрегативно-устойчивых обратных эмульсий возрастает. Кинетическая устойчивость эмульсий легко прослеживается по выделению определенного объема воды из общего объема осевшей дисперсной фазы. Учитывая вышеизложенное, в первом приближении величину кинетической устойчивости (K_y, % объём) приготавливаемой обратной эмульсии определяют по формуле:

$$K_y = \frac{V_a - V_e}{V_a} \cdot 100$$

где V_a - расчетное содержание дисперсионной (углеводородной) среды в объеме анализируемой пробы обратной эмульсии, мл; V_e - фактическое выделение дисперсионной среды при различных временах отстаивания анализируемой пробы обратной эмульсии при температуре 20 °С, мл.

Величину K_y принимают за обобщающую технологическую характеристику приготавливаемой обратной эмульсии. Чем она выше, тем дольше при отстаивании не снижается значение K_y и тем выше качество приготавливаемой эмульсии. В процессе отстаивания отобранных проб периодически (через каждые 10 минут) производят определение объема (в мл.) отделившейся углеводородной фазы на веру цилиндра и, если это имеет место, объем (в мл.) отделившейся на дне цилиндра воды. Полученные результаты отстаивания проб приведены в табл.2

Таблица 2

Результаты по отстаиванию отобранных проб

Количество оборотов в минуту	Объём выделившихся фаз, мл.						Расчетные данные		
	10 мин.		20 мин.		30 мин.		K _y , %		
	нефть	вода	нефть	вода	нефть	вода	10 мин	20 мин	30 мин.
500	-	-	-	0,5	-	2,5	100	95	90
1000	-	-	-	-	-	-	100	100	100
2000	-	-	-	-	-	-	100	100	100
3000	-	-	-	-	-	-	100	100	100

С целью оценки термостабильности в стеклянную пробирку наливают 25 см³ эмульсии, закрывают пробкой и помещают в термостат, нагретый до 80 °С. Эмульсия считается стабильной, если в течение 2 часов не наблюдается ее расслаивания и разрушения. Результаты лабораторных исследований показывают, что при частоте вращения мешалки 1000, 2000, 3000 оборотов в минуту эмульсионные составы термостабильны, при этом эмульсия потеряла термостабильность и расслоилась при ее приготовлении на 500 оборотах в минуту.

Исследование эмульсионных составов на электростабильность проводилось на приборе ТЭЭ-1, предназначенном для измерения стабильности гидрофобных эмульсий экспресс методом. Результаты осредненных показателей представлены на графике измерений на рис.1

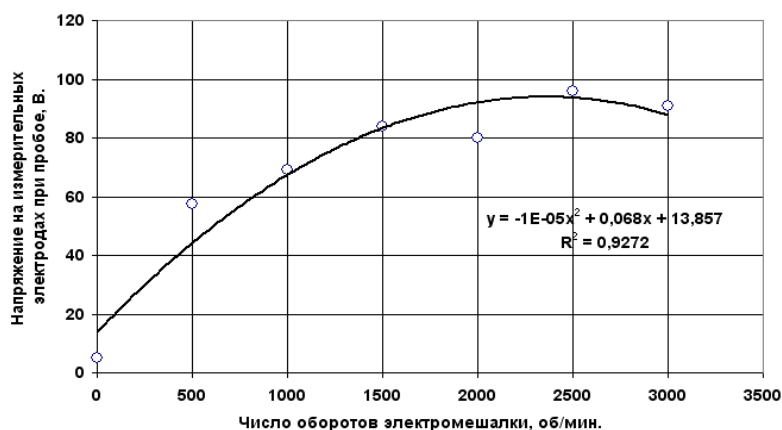


Рис. 1 Зависимость электростабильности от дисперсности эмульсионных составов

Полученные эмульсии были проанализированы и описаны при наблюдении под микроскопом «ТЕРМОПАН» при 100-х увеличении в проходящем простом свете. Микроскопический метод изучения строения эмульсионного состава позволяет наблюдать все особенности строения, распределение и взаимосвязь составляющих, форму отдельных глобул, определить их размеры, оценить процессы коалитенции. Из приведенных микрофотографий видно, что с увеличением числа оборотов уменьшаются размеры глобул эмульсии, позволяющее проникать эмульсии в продуктивный горизонт.

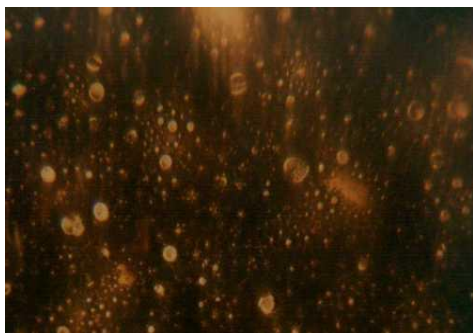


Рис. 2 Эмульсия при перемешивании в 500 оборотов.

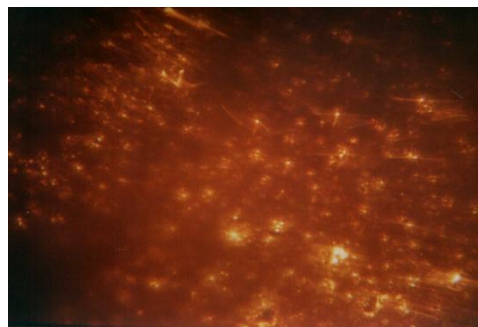


Рис. 3. Эмульсия при перемешивании в 1500 оборотов

Из проведенных исследований эмульсионных систем очевидно, что эмульсия нефть Пенячинского месторождения - раствор хлористого кальция термодинамически устойчива и электростабильна. Оптимальное число оборотов при закручивании эмульсионной системы находится в интервале от 1000 до 1500 оборотов в минуту. Получаемые эмульсионные системы имеют регулируемые вязкостные характеристики. Данная эмульсионная система может использоваться даже в условиях высоких температур.

Литература

1. Ю.В. Данченко, М.Ю. Мельников, В.И. Найденов // Новый подход к очистке жидкостей глушения. Нефтяное хозяйство. – М., № 2, 2009 г. С. 2 – 4.
2. С.А. Рябоконт // Технологические жидкости для закачивания и ремонта скважин// Краснодар, 2002 г. – 274 с. // Жидкости глушения для ремонта скважин и их влияние на коллекторские свойства пласта // Обзор. информ. / ВНИИОЭНГ. – Сер. «Нефтепромысловое дело». – М. 1989. – Вып. 19. – С. 32 – 34.
3. Орлов, Г. А. Технология глушения скважин с использованием обратной эмульсии и минерализованной воды // Г. А. Орлов, М. Х. Мусабиров, Я.И. Сулейманов // Нефтяное хозяйство. – М., 1992. – № 8. – С. 43 – 44.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА ПРИМЕРЕ НОВО-ПОКУРСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ю.С. Березовский

Научный руководитель ассистент Е.Г. Карпова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одой из главных задач стоящих перед ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» является применение геолого-технических мероприятий, направленных на интенсификацию добычи нефти и увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов [1]. Одним из перспективных мероприятий, направленных на увеличение добычи нефти в

низкопроницаемых коллекторах, является гидравлический разрыв пласта (ГРП), в результате которого происходит не только интенсификация добычи нефти, но и вовлечение в разработку запасов, которые находились в зонах или участках пласта в силу ряда причин неохваченными разработкой. Результатом применения ГРП, как правило, является длительное увеличение отборов жидкости в 3 и более раз, причем во многих случаях сопровождаемое снижением обводненности продукции и, как следствие, приростом нефтеотдачи [2].

Эффективность проведения ГРП оценивалась по следующим критериям:

- изменение (увеличение) дебита;
- длительность эффекта;
- величина обводненности до и после операции.

По приросту дебита и длительности эффекта рассчитывалась дополнительная добыча, полученная в результате проведения ГРП. Для анализа все скважины, по которым проводился ГРП, были сгруппированы по годам проведения операции (табл.).

Таблица

Эффективность ГРП по годам проведения

Год	Кол-во операций	Нэф. неф-ая, м	Дебит нефти, т/сут		Дл-ность эффекта, мес.	Обводненность, %	
			до ГРП	после ГРП		до ГРП	После ГРП
2001	16	8,4	3,4	18,8	45	18,3	3,4
2002	16	7,3	2,4	9,9	49	6,8	10,4
2003	28	6,8	2,2	10,6	30	7,2	13,7
2004	15	7,6	1,9	8,6	30	19,1	17,6
2005	8	8,5	3,6	9,4	30	28,4	10,6
2006	6	8,7	1,8	8,6	30	9,9	22,9
2007	15	7,4	2	11,3	25	23,3	26,3
2008	3	6,5	4,4	6,8	25	25,9	24,2
2009	1	11	5,1	11,3	-	13,7	16,8
2010	10	9,9	2,4	16,2	-	8,7	17

Как видно из таблицы максимальный эффект нефтедобычи эффект получен на скважинах обработанных в первый год проведения гидроразрыва пласта на объекте.

Максимальная продолжительность эффекта отмечается на скважинах подвергшихся воздействию в первые два года проведения ГРП – 45 и 49 месяцев в 2001 и 2002 г. соответственно. В дальнейшем продолжительность эффекта на скважинах объекта снижается до 30 месяцев и сохраняется на этом уровне в следующие четыре года. В 2007 и 2008 г. продолжительность эффекта снижается еще на 5 месяцев.

Достаточно стабильный уровень длительности эффекта объясняется незначительным ростом обводненности после воздействия на большинстве скважинах объекта.

В результате анализа данных по работе скважин подвергшихся ГРП можно сделать вывод о том, что до ГРП в среднем дебит нефти составлял 2,9 т/сут, незначительно отличаясь в зависимости от года проведения операции. После ГРП средний дебит нефти составил 11,2 т/сут.

Анализ динамики работы скважин с ГРП и текущего состояния разработки объекта показал, что после ГРП на скважинах, удаленных от зон нагнетания, картина обводнения практически не меняется, обводненность либо незначительно и постепенно растет либо остается на прежнем уровне.

В скважинах, находящихся в непосредственной близости к нагнетательным, наблюдается следующая тенденция: при расположении добывающих скважин с восточной или западной стороны от нагнетательной скважины, характер обводнения подобен характеру обводнения скважин в удаленной зоне, то есть происходит постепенный и незначительный рост обводненности. При расположении же скважин с северной или южной стороны от нагнетательной скважины имеет место быстрое и иногда значительное обводнение продукции.

Например, в окружении нагнетательной скважины № 216 расположены четыре скважины с ГРП, обработанных в одном и том же году: скв. № 189, 215, 217 и 244. На скважинах № 215, 217 находящихся в западной и восточной сторонах соответственно, обводненность в течении года повысилась с 10 до 20 % и в настоящее время находится на достигнутом уровне. На скважинах № 189 и 244, расположенных с северной и южной сторон соответственно, обводненность повысилась с 5 до 90 и 70 %.

Такая же тенденция наблюдается в районах нагнетательных скважин № 1187, 1154.

Причиной подобного характера обводнения скважин, имеющих место практически на всем объекте, может быть как анизотропия среды, так и преимущественная ориентация трещин гидроразрыва в южном и северном направлениях.

Рассмотрим кратность увеличения дебита после ГРП.

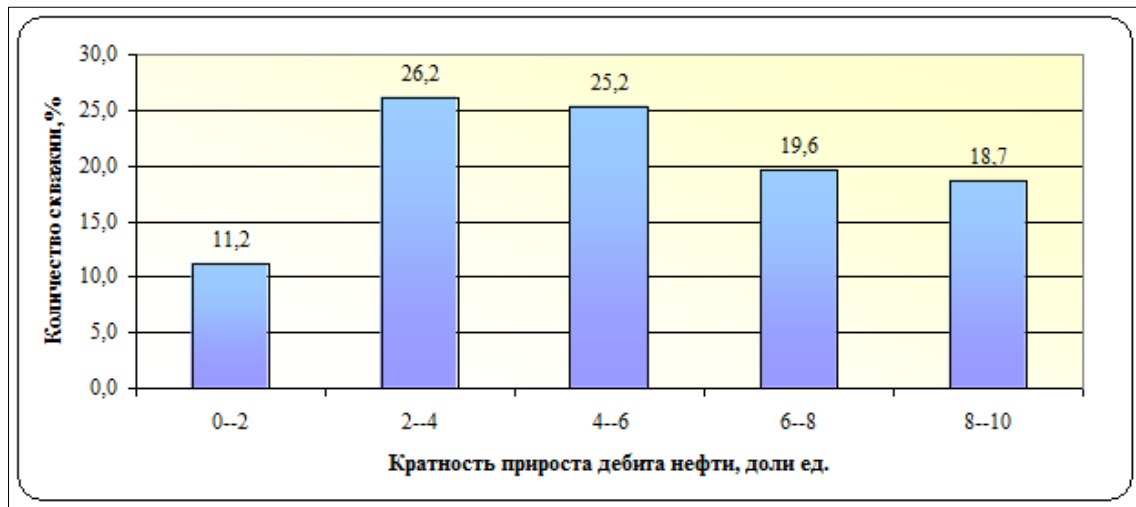


Рис. Распределение фонда скважин по кратности увеличения дебита

Из проведенных исследований следует, что дебит нефти после ГРП увеличился более чем в 10 раз лишь у 2,1 % скважин, в 8 – 10 раз у 18,7 %, в 6 – 8 раз у 19,6 %, в 2 – 6 раз в 51,4 % и менее чем в 2 раза в 11,2 % фонда.

Выводы

Операции гидроразрыва пласта проведены по 190 скважинам, что составляет 82% от всего добывающего фонда или 88,4 % от действующего.

Средний дебит нефти до ГРП равен 2,9 т/сут, после ГРП – 11,3 т/сут. Дальнейшее проведение ГРП, для получения более высоких результатов, рекомендуется проводить в условиях повышения энергетического потенциала пласта, для чего следует оптимизировать систему ППД.

Литература

1. Авторский надзор за реализацией Технологической схемы разработки Ново-Покурского месторождения. – Томск, 2010
2. Мищенко И.Т.. «Скважинная добыча нефти» – М.: Нефть и газ, 2003

ТЕХНОГЕННОЕ ИЗМЕНЕНИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

П.А. Бесчасова

Научный руководитель доцент Е.А. Гладков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтяная залежь, с точки зрения геологии, является вторичным образованием углеводородов в структурных ловушках верхних слоев земной коры. Такие ловушки представляют собой сложную систему связанных пор, заполненных двух или трехфазным флюидом. Эти образования происходят за счет слияния в ловушках нефти, которая первоначально находится в рассеянно-капельном состоянии, а затем путем миграции, тектонических нарушений и т.д. образует скопление углеводородов.

Полученное таким образом месторождение, является сложной системой, и любое воздействие на нее приводит к необратимым изменениям. При разработке месторождения производится бурение скважин, приводящее к изменению горного давления, что в свою очередь приводит к деформациям насыщенной пористой среды и соответственно ее фильтрационных параметров.

Далее в процессе разработки происходит естественное истощение залежи, вследствие чего приходится прибегать к методам увеличения нефтеотдачи. Такие методы основаны на гидродинамическом, физическом, химическом, тепловом, водогазовом, и даже в некоторых случаях, микробиологическом воздействии на продуктивные пласты. Наиболее распространенными из этих методов считаются гидродинамические.

В первую очередь, это относится к методам заводнения. Заводнение проводится с целью поддержания и восстановления давления пластовых вод, для вытеснения нефти из пласта путем закачки внешних вод. Несмотря на внешнюю безобидность такого метода поддержания заданного уровня отбора нефти, он значительным образом влияет на изменение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) породы.

Это доказывается рядом гидродинамических и трассерных исследований, проведенных во всем мире, в том числе и на территории Западной Сибири (рис). Данными исследованиями установлено наличие каналов низкого фильтрационного сопротивления в терригенных коллекторах (которые преобладают на территории Западной Сибири). При техногенном воздействии на породу происходит формирование локально-неустойчивого

во времени напряженно-деформационного состояния горных пород, что приводит к необратимым изменениям в геологическом строении пород, к примеру, изменяется ориентация и проводимость трещин.

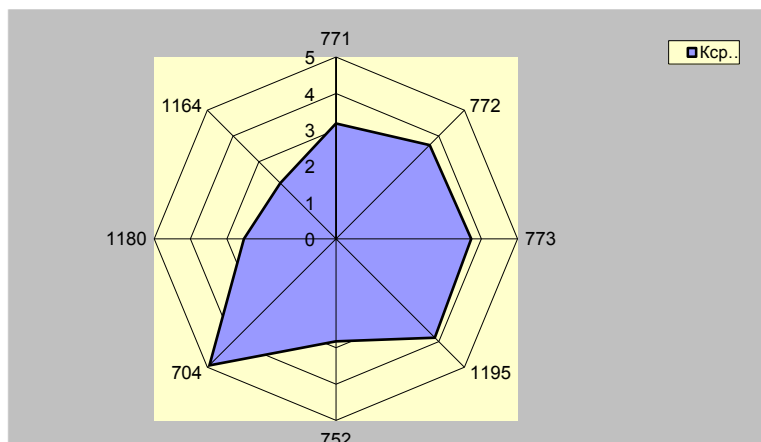


Рис. Динамика распределения средней проницаемости по добывающим скважинам опытного участка. Зона влияния нагнетательной скважины 1179

Для более детального изучения данной проблемы рассмотрим одно из месторождений Западной Сибири Томской области. Месторождение разрабатывается с 1982 г., промышленная нефтегазоносность его приурочена к палеозойским отложениям фундамента и верхнеюрским отложениям осадочного чехла. Основные объекты разработки пласты Ю₁ и Ю₂. Система разработки девятиточечная в сочетании с избирательным и приконтурным заводнением. Месторождение, как и большинство в Западной Сибири, находится на третьей стадии разработки, по состоянию на 01.01.2011 г. было пробурено 577 скважин, из которых 395 добывающих и 158 нагнетательных.

Добыча нефти ведется фонтанным и механизированным способом. Система ППД на месторождении начала формироваться еще в 1987 г. Так по одному пласту применяется частичное барьерное заводнение с элементами площадного и законтурного заводнения. По другому пласту реализуется площадное заводнение с элементами законтурного, а по пластам характеризующимися значительной литологической изменчивостью по площади и разрезу, используется очаговое воздействие. Однако, со временем объем закачиваемой воды в пласт увеличился, приемистость нагнетательных скважин увеличилась, и накопленная компенсация отбора в целом по месторождению уменьшилась, такой процесс недокомпенсации отбора продолжается. Это свидетельствует о наличии областей залежи в которых полностью отсутствует закачка, кроме этого есть области залежи в которых компенсация превышает 1000 % – это зоны с повышенным газосодержанием. При этом наблюдается значительное отклонение средневзвешенного пластового давления в контуре нефтеносности и в зоне отбора от первоначального пластового давления. И в той и в другой зоне пластовое давление в период с 1.01.2009 г. по 1.01.2011 г. снижалось (и продолжает снижаться до сих пор). Помимо достаточно предсказуемого снижения пластового давления, на данном месторождении есть и другие интересные явления. Так, например, как нам уже известно месторождение является нефтегазоконденсатным со значительным количеством газа в газовой шапке. Здесь есть свои плюсы и минусы. Основной плюс заключается в том, что естественный режим работы залежи контролируется давлением газовой шапки сверху и активной подстилающей водой снизу. Минусы в том, что поскольку месторождение является еще и сложным по своему геологическому строению, усложняется процесс выбора скважин для бурения, вследствие чего его разбуривание было заморожено.

Однако, газ из газовой шапки все таки отбирается, а компенсация отбора не проводилась либо компенсация не была достаточной, соответственно происходит истощение газовой шапки. Для данного месторождения была построена гидродинамическая модель, и в расчетных вариантах к концу разработки газовая шапка истощается, а поскольку месторождение сложное по своему геологическому строению и имеет несколько газовых шапок со временем (по результатам моделирования) они должны были объединиться. Все это приводит к понижению уровня ГНК.

Рассматривая именно эти проблемы, автор обратил внимание на текущее состояние разработки. В конце 2011 года на основании постоянно-действующей геологотехнологической модели на месторождении было пробурено 2 проектных скважины, в которых ожидалось получить притоки нефти. Однако, по результатам испытаний, вместо ожидаемого количества в первой скважине нефти на поверхность было извлечено большее количество газа с конденсатом и небольшой приток нефти, это свидетельствует о том, что была вскрыта газовая часть. По второй скважине испытания еще проводятся, основным недостатком было выявлено, то, что данную скважину не смогли запустить на «Фонтане», соответственно месторождение работает не на расчетном режиме. Данный пример достаточно ярко демонстрирует техногенное изменение продуктивных пластов.

Выводы:

На основании вышесказанного имеются следующие выводы, можно предположить, что вследствие техногенного воздействия на продуктивные пласты: 1) газовая шапка истощилась и уровень ГНК понизился, соответственно скважины вскрыли вместо ожидаемой нефти большее количество газа и конденсата, чем ожидалось; 2) либо еще более интересный вариант, когда истощение газовых шапок произошло намного быстрее

прогнозных вариантов, газовые шапки объединились оттеснили нефть вниз и таким образом уровень ГНК также понизился и в скважины поступает газ с конденсатом.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА СЕВЕРНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НА ПРИМЕРЕ СРЕДНЕТЮНГСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (РЕСПУБЛИКА САХА-ЯКУТИЯ)

Д.С. Борисов

Научный руководитель ассистент О.В. Носова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

Топливо-энергетическая отрасль является ключевой как для всего мирового хозяйства, так и для каждой национальной экономики в отдельности. Для России ТЭК играет еще более значимую роль, нежели для других стран мира, особенно на современном этапе развития. Принимая во внимание разнообразие направлений ТЭК, следует особенно выделить его газовую составляющую. На долю России приходится 30,7 % объемов мировых запасов газа. Ожидается, что до 2025 г. объемы добычи газа удвоятся. При этом более 60 % всей добычи газа в РФ будет сосредоточено в районах Крайнего Севера.

Целью данной работы является модернизация технологической схемы подготовки газа методом низкотемпературной сепарации (НТС) на Среднетюнгском месторождении для достижения низких температур и утилизации низконапорного газа выветривания нестабильного конденсата. Для реализации этой цели поставлены следующие задачи:

1. Моделирование процесса подготовки газа Среднетюнгского месторождения при помощи программного комплекса Aspen HYSYS.
2. Замена дросселирующего устройства на эжекторный агрегат в технологической схеме подготовки газа.
3. Анализ эффективности работы установки комплексной подготовки газа.

На основании данных технологического регламента работы аппаратов, зная характеристику исходного сырья, расход, в программе Aspen HYSYS были смоделированы две схемы подготовки газа методом низкотемпературной сепарации, первая, с применением дроссельных (рис.1), а вторая, эжекторных агрегатов (рис.2). Замена дросселирующего устройства на эжекторный агрегат позволяет не только достичь низких температур, но и одновременно утилизировать низконапорный газ выветривания нестабильного конденсата [1].

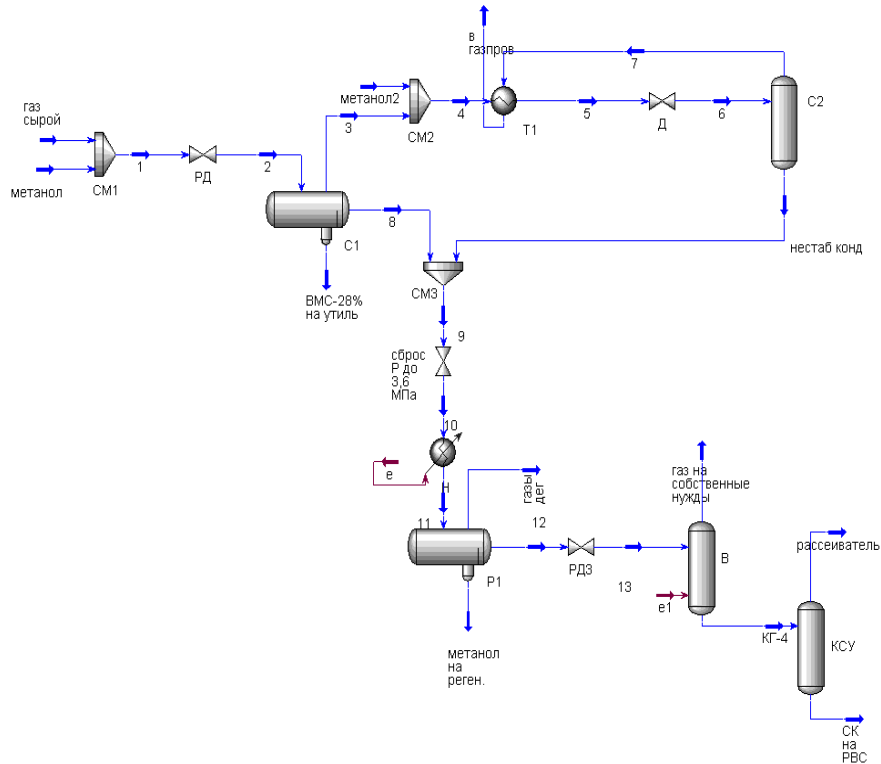


Рис. 1 Технологическая система сбора и подготовки газа и газоконденсата дросселированием в Aspen HYSYS [2]

С1, С2 – сепараторы; Т1 – теплообменник; Д – дроссель; Р1 – разделитель; РД1, РД2, РД3 – регуляторы давления; СМ1, СМ2, СМ3 – смесители; В – выветриватель; КСУ – конечная сепарационная установка

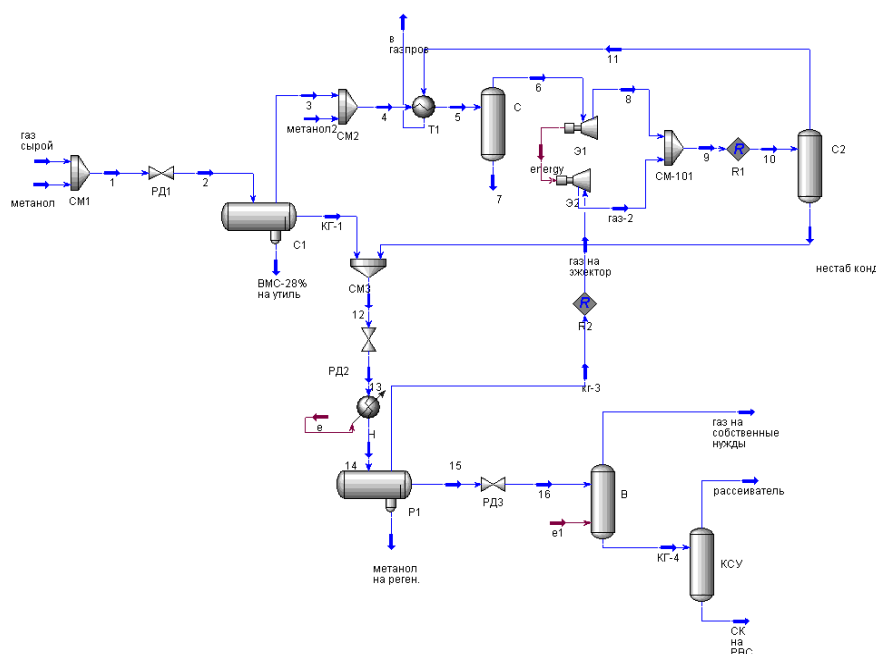


Рис. 2 Технологическая система сбора и подготовки газа и газоконденсата эжектированием в Aspen HYSYS

C1, C2 – сепараторы; T1 – теплообменник; Э1-Э2 – эжектор; P1 – разделитель; РД1, РД2, РД3 – регуляторы давления; CM1, CM2, CM3 – смесители; R1, R2 – рециклы, В – выветриватель; КСУ – конечная сепарационная установка

Согласно анализу результатов полученного состава нестабильного конденсата при использовании эжекторного агрегата степень извлечения тяжелых углеводородов (C5+высшие) выше, чем при использовании дроссельного устройства, а степень извлечения легких и пропано-бутановых углеводородов ниже (табл.).

Таблица

Состав нестабильного конденсата при использовании дросселя и эжектора

С эжектором	Состав	С дросселем	Состав
C5+высшие*	0.2355	C5+высшие*	0.2306
Methane	0.4438	Methane	0.4378
Propane	0.0815	Propane	0.0856
Ethane	0.0917	Ethane	0.0945
i-Butane	0.0287	i-Butane	0.0304
n-Butane	0.0425	n-Butane	0.0449

Таким образом, переход с технологии подготовки газа «НТС с дросселем» на технологию «НТС с эжектором» целесообразен для обеспечения низких температур с целью эффективного извлечения углеводородов C5+высшие и утилизации низконапорного газа выветривания нестабильного конденсата.

Литература

1. Гриценко А.И., Истомин В.А. Сбор и промышленная подготовка газа на северных месторождениях России. – М.: Недра, 1999. – С. 375 – 397.
2. Проект обустройства Средне-Тюнгского газоконденсатного месторождения. - ОАО «Газпром», ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2007. – 17 с.

ДИЗАЙН ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА

И.С. Вежнин

Научный руководитель ассистент Е.Л. Журова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На начальной стадии разработки месторождения необходимо принимать решения, определяющие дальнейшую разработку объекта, влекущие за собой крупные капитальные затраты. Обоснованность принятых решений во многих случаях дискуссионна, что связано в первую очередь со слабой изученностью объекта. В условиях карбонатного коллектора с изменчивым строением пустотного пространства и интенсивной дизъюнктивной проработкой пласта необходимость дополнительных исследований становится очевидной. Существуют два способа изучения межскважинного пространства пласта-коллектора – площадные геофизические исследования (например, МОГТ-2Д) и гидродинамические исследования скважин (ГДИС). Комплексирование данных методов позволяет уточнить тектонические построения, сделанные на основе сейсмических исследований.

Исследуемое месторождение введено в разработку в 2010 году. При этом лишь с января 2012 года начался процесс перевода скважин из бурения в действующий фонд. Продуктивные пласты сложены карбонатными отложениями палеозоя, девонского возраста. Структура их пустотного пространства является – порово-трещинной, что говорит о присутствии эффекта двойной пористости и возможно двойной проницаемости. Для диагностирования модели коллектора и границ пласта необходимо проведение ГДИС на неустановившихся режимах (запись кривой восстановления давления (КВД) в остановленной добывающей скважине). Так как на настоящее время ни на одной из скважин месторождения не было проведено записи КВД необходимо предварительное проведение дизайна исследования. Для проектирования ГДИС использовались материалы по эксплуатационной скважине № 7, запущенной в добычу в январе 2012 года.

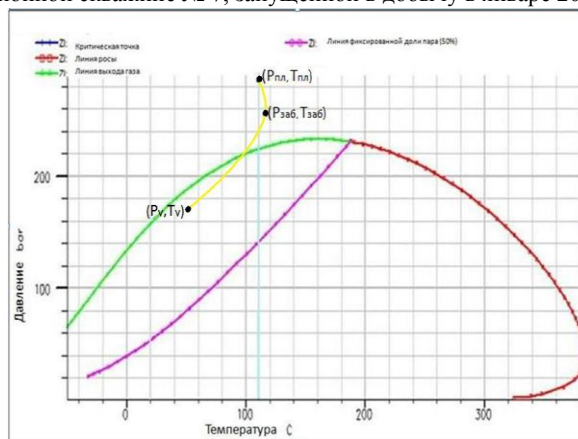


Рис. 1 Фазовая диаграмма

Для проведения исследования необходимо было решить следующие задачи:

Оценить свойства флюида и его фазовое состояние в пласте и в скважине (PVTi, Schlumberger);

Провести адаптацию свойств пласта и его границ (PanSystem), а также оценить коэффициент влияния ствола скважины и скин-фактор.

В связи с тем, что у флюида низкая вязкость ($\mu_n(P_{пл}, T_{пл}) = 0.0676$ мПа*с), высокие объемный коэффициент ($Bo(P_{пл}, T_{пл}) = 3.2384$ д.е.) и газосодержание ($R_s = 670$ ст. м³/т), необходимо было уточнить фазовое состояние флюида в пласте. Для этого было проведено исследование проб газожидкостной смеси, отобранных в пробоотборнике типа КЖ на устье скважины и получен их компонентный состав. На основе полученного компонентного состава в PVTi, была построена фазовую диаграмму (рис. 1.). На диаграмме отчетливо видно, что в пластовых условиях ($P_{пл} = 28,35$ МПа, $T_{пл} = 110,4$ С) флюид находится в жидком состоянии и газ начинает выделяться только в стволе скважины. Так же были определены следующие свойства флюида:

Обозначение	Значение	Размерность
$Bo(P_{пл}, T_{пл})$	3.24	д.е.
$\mu_n(P_{пл}, T_{пл})$	0.0676	мПа*с
со	1.4	1/атм-4
Газосодержание	670	ст. м ³ /т

Вторая задача заключалась в проведении адаптации свойств пласта и его границ (PanSystem), а также в оценке коэффициента влияния ствола скважины. Так как нам необходимо знать свойства пласта для работы в PanSystem, мы воспользовались данными, полученными по ГИС:

Обозначение	Значение	Размерность
k	4	мД
m	3.9	%
cf	7	1/атм-5
ct	18	1/атм-5
So	0.708	д.е
Sw	0.292	д.е
h	30	м

Кроме того был оценен коэффициент влияния ствола скважины

Согласно структурной карты, построенной на основе сейсморазведки МОГТ-2Д, непроницаемые границы находятся на расстоянии 250 м и 300 м от точки входа в пласт скважины №7. Соответственно, данная информация была учтена в PanSystem при помощи задания перпендикулярных непроницаемых границ, находящихся на расстоянии 250 м и 300 м от скважины.

Для проведения адаптации полученной модели была использована реальная работа скважины, дебиты нефти (рис. 2). За все время работы скважины забойное давление было измерено дважды во время записи ИК.

При адаптации модели выявлено, что ее чувствительность к коэффициентам, отвечающим за двойную пористость и двойную проницаемость минимальна. В дальнейшем, при интерпретации ГДИС, проведенных на данном месторождении, данная особенность будет учтена. Кроме того, в ходе адаптации модели был оценен скин-эффект в призабойной зоне скважины ($S=0$).

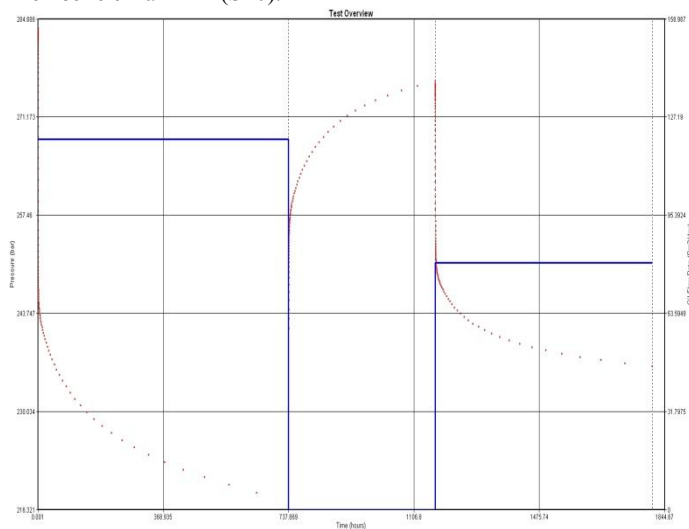


Рис. 2 Адаптация модели к реальным данным

После адаптации полученного дизайна исследования КВД определили необходимое время исследования – 29 часов и радиус исследования – 550 м (рис. 3).

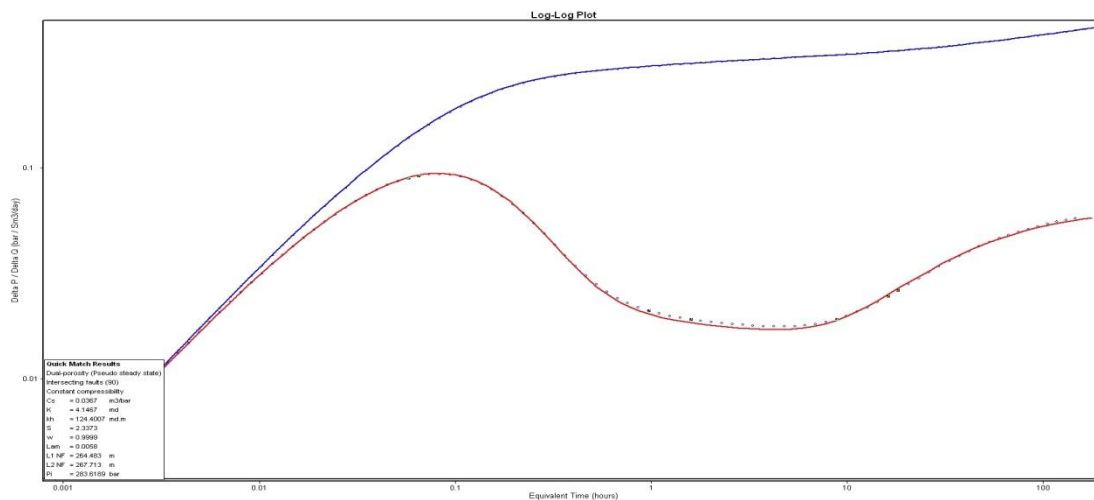


Рис. 3 Дизайн исследования (КВД)

Выводы по результатам работы следующие:

1. Флюид в пластовых условиях находится в однофазном жидком состоянии;
2. Подтверждены непроницаемые тектонические границы в районе скважины №7;
3. Определены длительность и радиус исследования;

Литература

1. Анализ результатов исследований коллектора трещиновато-кавернозно-порового типа. А.Давлетбаев, В. Байков, Т. Дое, О. Емченко, А. Зайнуллин, А. Егошин, А. Федоров. SPE 136248, 2010

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ НЕСТАЦИОНАРНЫХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ МЕТОДА ИНТЕГРИРОВАННЫХ МОДЕЛЕЙ

К.С. Гаврилов

Научный руководитель профессор В.Л. Сергеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Рассматривается задача определения параметров нефтяных пластов по результатам нестационарных гидродинамических исследований скважины (ГДИС) на неустановившихся режимах фильтрации на основе метода интегрированных моделей. Приводятся результаты интерпретации кривой восстановления забойного давления (КВД) традиционными и новыми методами по промысловым данным.

Методы и алгоритмы интерпретации нестационарных ГДИС по КВД

Метод интегрированных моделей, позволяющий учитывать дополнительную априорную информацию, экспертные оценки параметров нефтяных пластов при интерпретации нестационарных ГДИС, основан на использовании стохастической системы моделей КВД вида [1-3]:

$$\begin{cases} P_{s,n}^* = f_s(\alpha_n, q_n) + \xi_n, \\ \mathbf{z}_n = \mathbf{f}_a(\alpha_n, q_n) + \boldsymbol{\eta}_n, n = \overline{1, n_k}, \end{cases} \quad (1)$$

где $P_{s,n}^*, f_s(\alpha_n, q_n)$ – векторы фактических значений забойных давлений в текущий момент времени t_n и вычисленные на основе модели КВД f_s , заданной с точностью до параметров $\alpha_n = (\alpha_{n1}, \alpha_{n2}, \dots, \alpha_{nm})$, q_n – дебит скважины; $\mathbf{z}_n = (\bar{z}_{1n}, \bar{z}_{2n}, \dots, \bar{z}_{pn})$, $\mathbf{f}_a(\alpha_n, q_n)$ – векторы известных к текущему моменту времени дополнительных априорных данных и экспертных оценок параметров пласта (фильтрационные параметры, пластовое давление, накопленная продукция в стволе скважины после ее остановки и т. п.) и вычисленные на основе моделей $\mathbf{f}_a = (f_{a1}, f_{a2}, \dots, f_{ap})$; n_k – объем измерений забойного давления, необходимых для обеспечения требуемой точности оценок параметров α_n ; $\xi_n = (\xi_{1n}, \xi_{2n}, \dots, \xi_{mn})$, $\boldsymbol{\eta}_n = (\eta_{1n}, \eta_{2n}, \dots, \eta_{pn})$ – векторы случайных величин, представляющих погрешности измерений либо расчета дебита притока продукции в скважине, забойных давлений, ошибки дополнительных данных и экспертных оценок, неточность моделей и т. п.

Проектирование алгоритмов адаптивной идентификации и интерпретации ГДИС по КВД с позиций системного подхода можно представить как процесс, содержащий этапы:

1) формирование исходных данных, дополнительных априорных сведений, экспертных оценок, выбор модели КВД, моделей дополнительных априорных данных и экспертных оценок $\mathbf{f}_a(\alpha_n, q_n)$ в рамках системы (1)

$$P_{s,n}^*, \mathbf{z}_n, f_s(\alpha_n, q_n), \mathbf{f}_a(\alpha_n, q_n), n = \overline{1, n_k}; \quad (2)$$

2) выбор показателя качества системы моделей (1) и решение оптимизационных задач вида:

$$\begin{cases} \alpha_n(\beta_n) = \arg \min_{\alpha_n} \Phi(\alpha_n, \beta_n), n = \overline{1, n_k}, \\ \beta_n = \arg \min_{\beta_n} J_0(\alpha_n(\beta_n)), \end{cases} \quad (3)$$

где запись $\arg \min_x f(x)$ означает точку минимума x^* функции $f(x)$ ($f(x^*) = \min_x f(x)$);

$\Phi(\alpha_n, \beta_n) = \Phi(J_0(\alpha_n), \beta_n, J_k(\alpha_n), k = \overline{1, p})$ – комбинированный показатель качества системы моделей КВД (1),

представляющий заданную функцию (функционал) Φ от частного показателя качества $J_0(\alpha_n)$ модели КВД и взвешенных весами β_n частных показателей качества $J_k(\alpha_n)$ моделей дополнительных априорных данных и экспертных оценок;

3) анализ точности полученных приближений и принятии решения о прекращении либо о продолжении исследований с возвратом к этапу (2) либо (1).

Приведенная технология метода интегрированных (1)–(3) позволяет синтезировать широкий спектр алгоритмов интерпретации ГДИС для линейных, нелинейных и непараметрических моделей КВД и моделей объектов аналогов [1]. Например, при использовании дополнительной априорной информации о

гидропроводности, пьезопроводности и пластовом давлении однородно пористого нефтяного пласта и комбинированного показателя качества в виде

$$\Phi(\alpha_i, \beta_i) = J_0(\alpha_i) + \sum_{k=1}^p \beta_k J_k(\alpha_i) = \|y_n^* - F \alpha_i\|_{W_1}^2 + \|\bar{z}_n - F_a \alpha_i\|_{W_2}^2 \quad (4)$$

оптимизационная задача (3) по определению параметров модели КВД вида

$$P_3(t) = f_3(t, \alpha_i) = P_3(t_0) + \alpha_1 + \alpha_2 \ln(t) \quad (5)$$

сводится к решению системы линейных уравнений (СЛУ) [3-4]

$$(F^T W_1 F + F_a^T W_2 F_a) \cdot \alpha_i(\beta) = (F^T W_1 \Delta P_{n,3}^* + F_a^T W_2 \bar{z}_n), \quad (6)$$

где запись $\|X\|_W^2$ означает квадратичную форму $X^T W X$; $F = (1, \ln(n), n = \overline{1, n_k})$ – матрица размерности

$(n_k \times 2)$; $F_a^T = \begin{bmatrix} 1, 0, & 1 \\ 0, 1, \ln(T) \end{bmatrix}$ – матрица размерности (2×3) ; $\bar{z}_n = (\bar{\alpha}_{1n}, \bar{\alpha}_{2n}, \bar{P}_{nn,n})$ – вектор экспертных оценок

гидропроводности, пьезопроводности и пластового давления; $\Delta P_{n,3}^* = (P_{3,n}^* - P_3(t_0), n = \overline{1, n_k})$ – вектор;

$W_1 = \text{diag}(w(n), n = \overline{1, n_k})$ – диагональная матрица весовой функции $w(n)$, определяющая вес $P_{3,n}^*$ в текущий момент времени t_n ; $\alpha_1 = \frac{q_0}{4\pi\sigma} \ln(2, 25\chi / r_{np}^2)$, $\alpha_2 = \frac{q_0}{4\pi\sigma} \cdot \sigma, \chi, q_0$ – гидропроводность, пьезопроводность

нефтяного пласта и дебит скважины до ее остановки; r_{np} – приведенный радиус скважины; $P_3(t_0)$ – забойное давление в скважине в момент ее остановки, $W_2 = \text{diag}(\beta_{1n}, \beta_{2n}, \beta_{3n})$ – диагональная матрица управляющих параметров $\beta_n = (\beta_{1n}, \beta_{2n}, \beta_{3n})$, определяющих значимость (вес) дополнительных данных \bar{z}_n .

Приведем примеры алгоритмов интерпретации нестационарных ГДИС по КВД, полученных на основе метода интегрированных моделей (1)-(3) и системы линейных уравнений (6).

1. Метод наилучшего совмещения (МНС) следует из (6) при $W_1 = I, \beta_{1n} = \beta_{2n} = \beta_{3n} = 0, n_k = n$ где I – единичная матрица, t_n – момент времени завершения исследований

$$(F^T F) \cdot \alpha_i = F^T \Delta P_{n,3}^* \quad (7)$$

2. Метод наилучшего совмещения и прямолинейная анаморфоза (МНС-ПА) следует из (6) при $\beta_{1n} = \beta_{2n} = \beta_{3n} = 0, n_k = n$ и выборе весовых множителей $w(n)$ в матрице W_1 в виде последовательности нулей и единиц, что соответствует использованию в обработке данных забойных давлений $P_{n,3}^*$ взятых с прямолинейного участка КВД.

3. Метод касательных (МК) аналогичен методу наилучшего совмещения (см. пункт 3), где с прямолинейного участка КВД используются в обработке только две точки (в начале и конце участка).

4. Адаптивный метод наилучшего совмещения (АМНС) следует из (6) при $\beta_{1n} = \beta_{2n} = \beta_{3n} = 0$ и выборе

$$(F^T W_1 F) \cdot \alpha_i = F^T \Delta P_{n,3}^* \quad (8)$$

весовых множителей $w(n)$ в матрице W_1 в виде убывающей с момента времени t_{n_k} последовательности (в

частном случае это последовательность нулей и единиц изменяемая в процессе проведения исследований и получения промысловых данных). Этот метод позволяет проводить обработку данных в процессе их получения.

5. Адаптивный метод интегрированных моделей (АМИМ) позволяет получать оценки параметров нефтяных пластов в процессе проведения исследований, не дожидаясь их завершения, учитывать дополнительную априорную информацию и, в частном случае, для линейной модели КВД однородно пористого нефтяного пласта, совпадает с (6) [3].

Результаты интерпретации

В таблице приведены оценки параметров нефтяного пласта полученные приведенными выше методами интерпретации КВД скважины № 362 месторождения Тюменской области, включая результаты, полученные с использованием зарубежных программных комплексов «PanSystem» и «Saphir». Оценки параметров пласта в адаптивном методе интегрированных моделей получены с использованием стратегии «скользящего интервала», где в обработке участвуют данные из интервала $[n_n + \Delta n + i]$, $1 \leq i \leq n_k - \Delta n$, $n_n = 0$, $\Delta n = 5$, что достигается соответствующим выбором значений весовых функций $w(n)$, $n = \overline{1, n_k}$ в матрице W_1 (6) [3]. Здесь i – номер текущего интервала обработки, $n_n, \Delta n$ – количество измерений забойного давления в начальном участке КВД $[t_0, t_n]$ и, соответственно, в интервале обработки. Оценки вектора управляющих параметров в матрице W_2 (6) полученные путем решения оптимизационной задачи (3) методом деформированного многогранника. В качестве дополнительных априорных сведений использовались данные о гидропроводности $\bar{\sigma}_1 = 30$ Дсм/сП, комплексном параметре $\bar{k}_p = 1,002$ с⁻¹ и пластовом давлении $\bar{P}_{n,1} = 230$ ат.

Адаптивный метод интегрированных моделей использовался в трех вариантах без учета притока и в одном варианте с учетом притока. Цифра 1 в первом варианте («АМИМ-1») означает, что учитывалась только

априорная информация о гидропроводности пласта, цифра 2 («АМИМ-2») соответствует варианту, где учитывалась априорной информации о параметре α_1 модели (1), цифра 3 («АМИМ-3») означает что используется дополнительная информация о гидропроводности, комплексном параметре и пластовом давлении. Адаптивный метод интегрированных моделей 3 с учетом притока - «АМИМ-3-УП» основан на модели КВД вида [4]:

$$P_s(t) = P_0(t) + (q_0 - q^*(t)) \frac{1}{4\pi\sigma} \ln\left(\frac{2,25\chi}{r_{np}^2} t\right) \quad (9)$$

где $q^*(t)$ – оценка дебита притока жидкости в стволе скважины после ее остановки, полученная по измеренным значениям уровня жидкости в скважине - $h_{жс}^*(t_j)$, $j = \overline{1, l}$ и модели дебита притока $q^*(t) = q_0(1 - \exp(-k^*t))$, где q_0^*, k^* – оценки, полученные методом наименьших квадратов [1]

$$q_0^*, k^* = \arg \min_{k, q_0} \sum_{j=1}^l (h_{жс}^*(t_j) - q_0^*(1 - \exp(-k^*t_j)))^2. \quad (10)$$

Таблица

Результаты интерпретации КВД скважины № 362

Метод	Время исследований, ч	Пластовое давление, ат	Гидропроводность, Дсм/сП	Комплексный параметр, с ⁻¹	Пьезопроводность, м ²	Скин-фактор
«PanSystem»	190,32	209,1	18,5	0,0021	101,21	-3,02
«Saphir»	190,32	219,0	22,1	0,0033	123,28	-2,89
«МНС»	190,32	222,8	12,92	0,0011	72	-3,26
«МНС-ПА»	190,32	213,7	19,14	0,028	106,7	-2,97
«АМИМ-1»	32	197,3	27,1	0,406	151	-2,53
«АМИМ-2»	32	214,1	16,62	0,0061	92,6	-3,10
«АМИМ-3»	32	215,5	16,4	0,00603	91,4	-3,11
«АМИМ-3-УП»	32	216,7	16,31	0,0062	90,9	-3,11

Из таблицы видно, что адаптивный метод интегрированных моделей с учетом дополнительной априорной информации о гидропроводности, пьезопроводности, пластовом давлении «АМИМ-2», «АМИМ-3» и с учетом притока «АМИМ-3-УП» дает более точные оценки фильтрационных параметров и энергетического состояния нефтяного пласта по сравнению с методом наилучшего совмещения и методом наилучшего совмещения и прямолинейная анаморфоза. Адаптивный метод интегрированных моделей (см. варианты «АМИМ-2», «АМИМ-3» и «АМИМ-3-УП») позволяют существенно сократить время простоя скважины с 190 ч. до 32 ч. по сравнению с оценками, полученными с использованием программных комплексов «PanSystem», «Saphir» и оценками полученными традиционными методами наилучшего совмещения и методом наилучшего совмещения и прямолинейной анаморфозы.

Литература

1. Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации: учебное пособие. Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 198 с.
2. Сергеев П.В., Сергеев В. Л. Идентификация гидродинамических параметров скважин на неустановившихся режимах фильтрации с учетом априорной информации // Известия ТПУ. – 2006. – Т. 309. – № 5. – С. 156 – 161.
3. Сергеев В.Л., Аниканов А.С. Метод адаптивной идентификации гидродинамических исследований скважин с учетом априорной информации // Известия ТПУ. – 2010. – Т. 317. – № 5. – С. 50 – 52.
4. Иктисанов В.А. Определение фильтрационных параметров пластов и реологических свойств дисперсных систем при разработке нефтяных месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001. – 212 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ МАГНИТНОГО И УЛЬТРАЗВУКОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОЦЕССЫ АГРЕГАЦИИ АСФАЛЬТЕНОВ МЕТОДОМ ФОТОННОЙ КОРРЕЛЯЦИОННОЙ СПЕКТРОСКОПИИ

А.М. Горшков

Научные руководители заведующий лабораторией Л.В. Чеканцева, доцент Л.В. Шишмина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В процессах добычи, транспорта и хранения нефти могут создаваться условия, при которых высокомолекулярные компоненты (смолы, асфальтены, парафины) теряют устойчивость и выпадают в виде твердой фазы, образуя отложения, борьба с которыми приводит к значительным материальным и энергетическим затратам.

Спровоцировать агрегацию смолисто-асфальтеновых веществ и выпадение их в осадок могут разные факторы. Изучение условий сохранения и потери устойчивости нефтяных дисперсных систем и, главное, механизма процесса агрегирования асфальтенов даст возможность регулировать эти процессы, влияя на реологические свойства нефтяных систем.

В настоящее время перспективными в виду их экономичности, эффективности и доступности становятся малоэнергетические технологии (акустические, вибрационные, магнитные и др.), с помощью которых можно воздействовать на надмолекулярную структуру вещества и, в конечном итоге, на его свойства.

Цель данной работы – исследовать влияние магнитного и ультразвукового воздействия на процессы агрегации асфальтенов методом фотонной корреляционной спектроскопии (ФКС). Данный метод позволяет вести мониторинг кинетики агрегации частиц и проводить измерение размера агрегатов в режиме реального времени в процессе их роста, обладает высокой чувствительностью и точностью.

В основе ФКС лежат кинетические свойства дисперсных систем. Метод состоит в определении коэффициента диффузии D коллоидных частиц путем измерения спектрального состава (или корреляционной функции) рассеянного света. Аппроксимируя измеренную автокорреляционную функцию флуктуации интенсивности рассеянного света теоретической экспоненциальной функцией можно найти D [1]. Если формулу частиц принять сферической, их радиус R может быть рассчитан по формуле Стокса-Эйнштейна (формула 1) [4]:

$$R = \frac{k_B \cdot T}{6 \cdot \pi \cdot \mu \cdot D} \quad , \quad (1)$$

где k_B – константа Больцмана, T – абсолютная температура, μ – сдвиговая вязкость среды, в которой взвешены частицы радиуса R , D – коэффициент диффузии, $\pi=3,14\dots$

Размер частиц асфальтенов оказывает решающее влияние на устойчивость нефтяных дисперсных систем. Агрегация в коллоидной системе представляет собой кинетический неравновесный процесс роста частиц. Размер и структура образующихся агрегатов связаны с динамикой процесса агрегации.

Согласно [3] условие стабильности коллоидной системы может быть записано следующим образом: $E_b \gg k_B T$, где: E_b – энергетический барьер, k_B – константа Больцмана, T – температура. При уменьшении энергетического барьера начинается агрегация, и её скорость будет тем выше, чем меньше барьер. При отсутствии энергетического барьера скорость процесса зависит только от скорости диффузии.

В процессе агрегации частиц можно выделить два характерных времени: время диффузии τ_D , которое необходимо частицам для того, чтобы сблизиться друг с другом, и время взаимодействия τ_R , связанное с вероятностью слипания частиц в единицу времени P_0 . Если диффузионное время много больше времени взаимодействия, скорость процесса агрегации определяется диффузией частиц. Такой режим агрегации называется диффузионно-лимитированной агрегацией (ДЛА). Вероятность слипания частиц P_0 в этом случае равна 1. В другом предельном случае, когда $\tau_R \gg \tau_D$, процесс агрегации определяется скоростью взаимодействия частиц друг с другом и называется реакционно-лимитированной агрегацией (РЛА) [5].

Процесс агрегации, то есть изменение во времени количества частиц и степени их агрегации, описывается уравнением Смолуховского. Решения уравнения Смолуховского в явном виде известны только для специальных случаев, соответствующих ДЛА и РЛА. Для них получены следующие зависимости среднего числа агрегации N и среднего размера агрегата R от времени:

$$\text{для ДЛА} \quad N = 1 + \frac{t}{\tau_D} \quad R = R_0 \cdot \left(1 + \frac{t}{\tau_D}\right)^{\frac{1}{d_f}} \quad 2)$$

$$\text{для РЛА} \quad N = N_0 \cdot e^{\frac{t}{\tau_R}} \quad R = R_0 \cdot e^{\frac{t}{\tau_R} \cdot d_f} \quad 3)$$

где d_f – фрактальная размерность в соответствии с определением $N=(R/R_0)^{d_f}$; R_0 – характерный макроскопический размер; N_0 – степень агрегации в начальный момент времени. Величина d_f в выражениях 2 и 3 различна и находится в диапазоне $1 \leq d_f \leq 3$ [5].

Объектом исследования являлись асфальтены, выделенные из высокопарафинистой, смолистой нефти. Асфальтены были предоставлены Институтом химии нефти СО РАН г. Томск.

Агрегация асфальтенов была исследована на модельной системе асфальтены–толуол–гептан. В качестве растворителя использовался толуол. Концентрация асфальтенов в толуоле составляла 0,1 г/л. Иницирование агрегации асфальтенов осуществлялось добавлением определенного объема осадителя – н-гептана. Эксперименты были проведены с тремя соотношениями осадитель/растворитель. Количество н-гептана изменялось от 65% до 85% масс, смеси толуол–гептан.

Рассеяние света на образцах системы асфальтены-толуол не было зафиксировано. Следовательно, раствор асфальтенов в толуоле с концентрацией 0,1 г/л является молекулярным. Далее к этому раствору

добавлялось определённое количество н-гептана, кювета интенсивно встряхивалась в течение нескольких секунд и затем проводились измерения на приборе.

Для измерений размера ассоциатов асфальтенов и изучения кинетики агрегирования использована система PhotoCor Complex [4]. Параметры эксперимента представлены в табл. 1.

Таблица 1

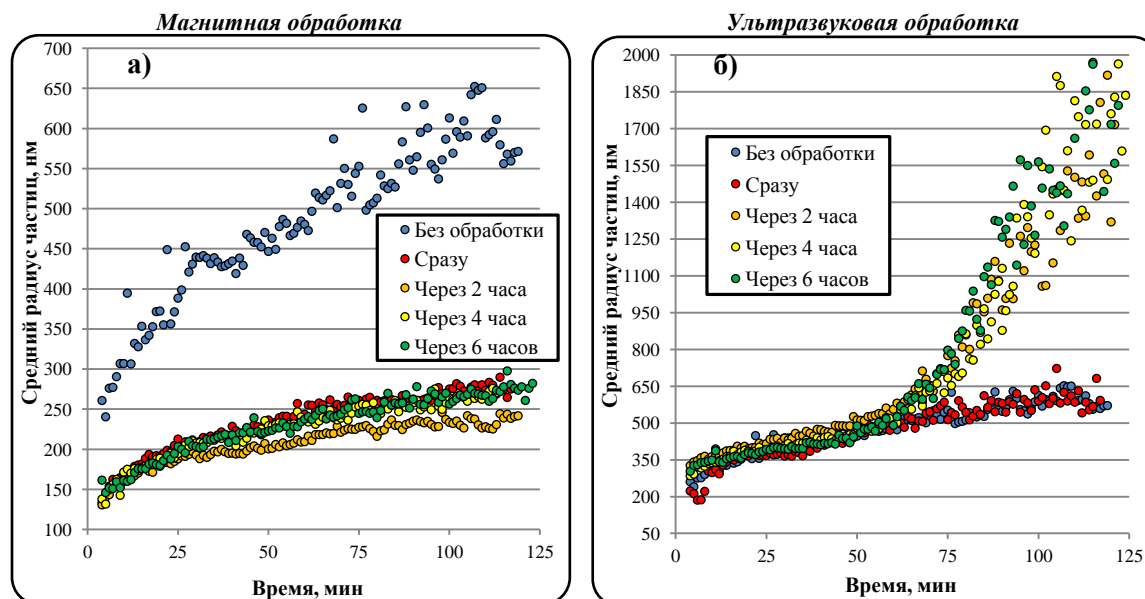
Параметры, задаваемые на приборе Photocor Complex

Шкала времени коррелятора	Логарифмическая (мульти-тау), 288 каналов
Температура	27°C, погрешность 0,1°C
Угол рассеяния	90°, погрешность 0,01°
Режим записи автокорреляционной функции	Циклы измерений, продолжительность цикла 1 мин, число циклов 120

Магнитная обработка (МО) образцов проводилась при помощи магнитоактиватора МАЖ. В нем используется система из семи кольцевых магнитов, позволяющих получить несколько зон с чередующимися направлениями радиального магнитного поля. Габаритные размеры: длина – 160 мм, диаметр – 40 мм. Применение композиционных магнитотвердых материалов на основе сплавов редкоземельных металлов неодим – железо – бор обеспечивает амплитуду магнитной индукции от 0,6 до 0,8 Тл [2].

Ультразвуковая обработка (УЗО) образцов проводилась в ультразвуковой ванне Liborette-17 мощностью 240 Вт. Керамический вибратор создает на нижней стороне ванны вибрации частотой 35 кГц, вызывающие эффект кавитации во всей жидкости, находящейся в ванне. Перемена давления обеспечит диспергирование асфальтеновых частиц в толуоле.

Для исследования влияния магнитного поля на модельную систему, исходный раствор асфальтенов в толуоле пропускали по трубке через магнитоактиватор с объемной скоростью 3 см³/мин. Для исследования влияния ультразвуковой обработки кювета с исходным раствором асфальтенов в толуоле помещалась на 5 минут в ультразвуковую ванну. После обработки физическими полями в растворы асфальтенов добавляли определенное количество н-гептана сразу, через 2 часа, через 4 часа, через 6 часов и проводили измерение динамики размера частиц во времени.



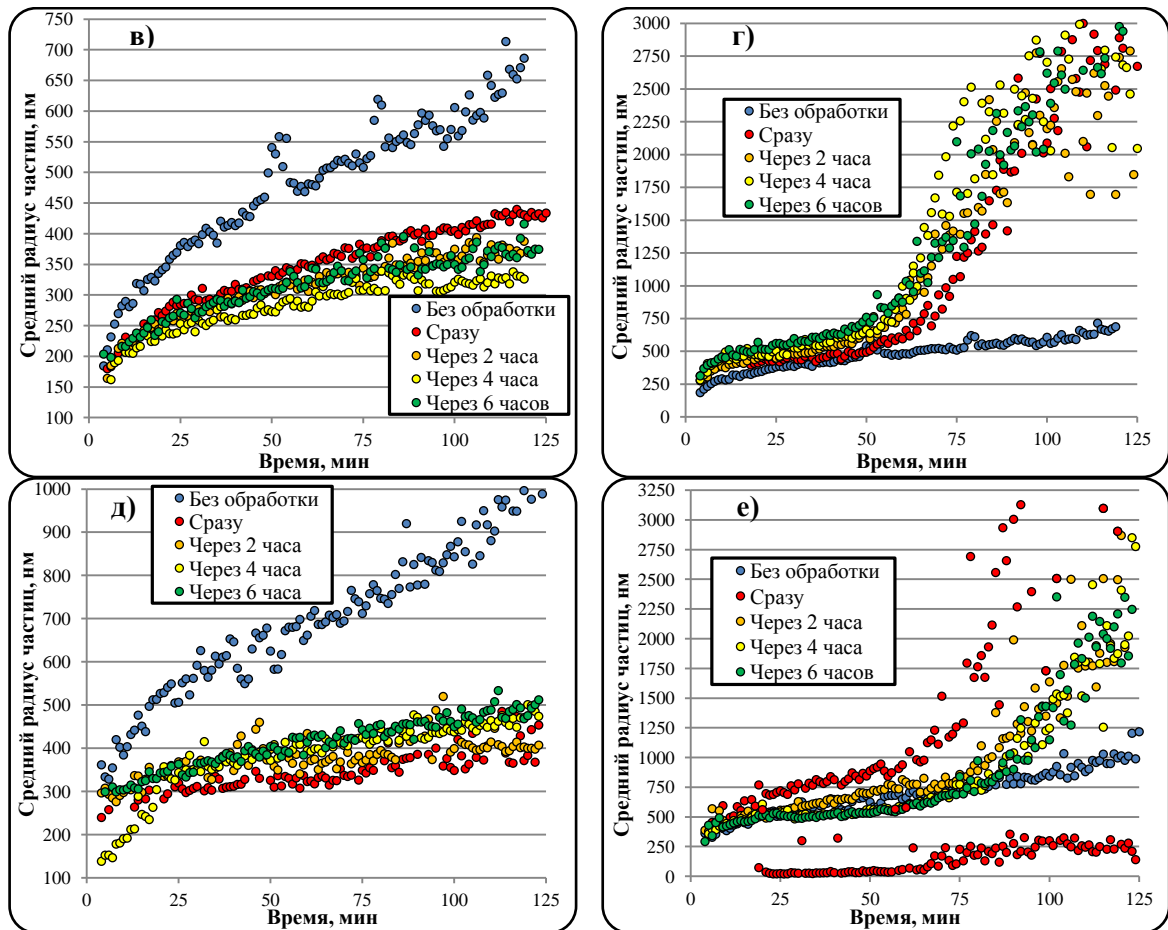


Рис. Процесс агрегации асфальтенов после магнитной и ультразвуковой обработки при добавлении разного количества *n*-гептана: а, б – 65%; в, г – 75%; д, е – 85%

На рисунке представлены зависимости кинетики агрегации асфальтенов: для исходного толуольного раствора с концентрацией 0,1 г/л без обработки и после магнитной и ультразвуковой обработки.

Результаты показали, что и магнитное поле и ультразвуковая обработка сохраняют свое действие более 6 часов после воздействия на раствор асфальтенов в толуоле, так как агрегация через 6 часов имеет схожую кинетику с агрегацией асфальтенов сразу после обработки.

В соответствии с решением уравнения Смолуховского для режимов ДЛА и RLA асфальтенов рассчитано характерное время диффузии τ_D и характерное время реакции τ_R без обработки и после магнитного и ультразвукового воздействия. Результаты расчетов представлены в табл. 2.

Таблица 2

Влияние магнитной и ультразвуковой обработки на агрегативную устойчивость асфальтенов за все время исследования

Концентрация <i>n</i> -гептана в образце, %	Аппроксимация по МНК		R^2		Параметры агрегации асфальтенов		
	DLA	RLA	DL A	RL A	$t_{\text{crossove r}}$, МИН	τ_D , мкс	τ_R , мин
65	$R=158,6 \cdot t^{0,2809}$	$R=354,3 \cdot e^{0,0042 \cdot t}$	0,94	0,89	139	0,27	476
65, МО	$R=92,3 \cdot t^{0,2325}$	$R=34,5 \cdot e^{0,0058 \cdot t}$	0,97	0,71	411	0,22	345
65, УЗО	$R=261,5 \cdot t^{0,1233}$	$R=142,0 \cdot e^{0,0226 \cdot t}$	0,91	0,94	48	$6,93 \cdot 10^{-10}$	88
75	$R=130,2 \cdot t^{0,3212}$	$R=300,6 \cdot e^{0,0067 \cdot t}$	0,98	0,89	92	2,35	298

75, МО	$R=132,9 \cdot t^{\frac{0,218}{2}}$	$R=32,4 \cdot e^{\frac{0,0175}{t}}$	0,93	0,83	142	0,018	114
75, УЗО	$R=242,9 \cdot t^{\frac{0,256}{1}}$	$R=222,2 \cdot e^{\frac{0,02}{47 \cdot t}}$	0,95	0,93	43	0,016	81
85	$R=211,9 \cdot t^{\frac{0,275}{5}}$	$R=428,3 \cdot e^{\frac{0,00}{67 \cdot t}}$	0,94	0,92	69	0,07	298
85, МО	$R=186,6 \cdot t^{\frac{0,199}{4}}$	$R=199,9 \cdot e^{\frac{0,00}{67 \cdot t}}$	0,94	0,78	139	0,0008	298
85, УЗО	$R=279,6 \cdot t^{\frac{0,176}{7}}$	$R=141,7 \cdot e^{\frac{0,02}{2 \cdot t}}$	0,93	0,92	65	$7,73 \cdot 10^{-6}$	91

*Время исследования изменялось от 135 мин. до 550 мин. При обработке этих результатов был зафиксирован: для DLA начальный размер $R_0=5$ нм, для RLA фрактальная размерность $d_f=2$.

Из рис. и табл. 2 видно, что для исходного раствора асфальтенов в толуоле процесс агрегации удовлетворительно описывается степенной зависимостью (достоверность аппроксимации $R^2 \geq 0,94$), и это дает возможность считать, что агрегация асфальтенов идет по режиму ДЛА в начальный промежуток времени. Для некоторых соотношений н-гептан/толуол (рис.) наблюдается отклонение от степенной зависимости через определенный промежуток времени. Отклонение режима агрегации от ДЛА при больших значениях соотношений н-гептан/толуол говорит о том, что процесс агрегации изменяет режим на RLA, который удовлетворительно описывается экспоненциальной зависимостью (достоверность аппроксимации $R^2 \geq 0,89$) согласно табл. 2.

Магнитная и ультразвуковая обработки по-разному влияют на процесс агрегации асфальтенов. Магнитное поле не изменяет режим агрегации за время исследования: остается диффузионно-лимитированным, но уменьшает размер ассоциатов и степень ассоциации частиц асфальтенов (рис.). Ультразвуковая обработка приводит к изменению режима агрегации: от диффузионно-лимитированного режима в начальный промежуток времени к реакционно-лимитированному режиму на более поздних временах. В результате этого происходит увеличение размера ассоциатов асфальтенов приблизительно в 3-4 раза для всех исследованных соотношений осадитель/растворитель (рис.).

Из данных табл. 2 следует, что и магнитная обработка и ультразвук уменьшают характерное время диффузии τ_D и характерное время реакции τ_R для всех соотношений осадитель/растворитель, причем ультразвуковая обработка намного сильнее. При воздействии магнитного поля происходит увеличение продолжительности режима DLA для всех соотношений н-гептан/толуол, а ультразвуковое воздействие приводит к уменьшению продолжительности режима DLA. Наибольший эффект на величину $t_{crossover}$ от воздействия наблюдается после магнитной обработки раствора асфальтенов при добавлении 65% н-гептана. В этом образце переход к RLA режиму агрегации происходит после 411 мин, а без магнитной обработки – после 139 мин. Наименьший эффект – после ультразвуковой обработки.

Влияние магнитного поля и ультразвукового воздействия на седиментационную устойчивость оценивали по времени, после которого система асфальтены–толуол–гептан теряет устойчивость (табл. 3).

Таблица 3

Влияние магнитной и ультразвуковой обработки на седиментационную устойчивость асфальтенов

Концентрация н-гептана в образце, %	65	75	85
Вид обработки образца:	Время начала седиментации асфальтенов, мин		
без обработки	301	174	нет данных
магнитная	498	183	200
ультразвуковая	87	105	109

Согласно табл. 3, седиментационная устойчивость раствора асфальтенов зависит от вида обработки. Магнитное поле увеличивает устойчивость системы. Наибольший эффект наблюдается после обработки раствора асфальтенов при добавлении 65 % н-гептана. В этом образце асфальтены начинают осаждаться после 498 мин., а без магнитной обработки – после 301 мин. Также можно отметить, что при повышении концентрации н-гептана влияние магнитной обработки ослабевает. Ультразвуковая обработка уменьшает время до начала седиментации асфальтеновых агрегатов, т.е. уменьшает устойчивость. Наибольший эффект – при добавлении 65% н-гептана.

По результатам исследования влияния магнитной и ультразвуковой обработки на устойчивость и кинетику агрегации асфальтенов в модельной системе асфальтены–толуол–гептан можно сделать следующие выводы:

1. Магнитное и ультразвуковое воздействие противоположно влияют на параметры агрегации исследованных асфальтенов и их устойчивость в системе асфальтены–толуол–гептан:

I. При воздействии магнитного поля происходит увеличение продолжительности режима DLA, а ультразвуковое воздействие приводит к уменьшению продолжительности режима DLA.

II. Магнитное поле увеличивает дисперсность системы асфальтены-толуол-гептан, и тем самым, повышает ее седиментационную устойчивость, а ультразвуковая обработка уменьшает дисперсность системы и, как следствие, уменьшает седиментационную устойчивость.

2. Магнитное поле и обработка ультразвуком сохраняют свое действие более 6 часов после обработки раствора асфальтенов в толуоле, независимо от количества осадителя.

Таким образом, выбирая вид обработки и количество осадителя, можно добиться необходимых свойств системы асфальтены-толуол-гептан.

Литература

1. Анисимов М.А., Дмитриева И.А., Крупина А.А., Курляндский А.С., Юдин И.К. Ассоциация и фазообразование в растворах асфальтенов//Химия и технология топлив и масел. – Москва, 1988. – № 8. – С. 34 – 36.
2. Лоскутова Ю.В., Юдина Н.В. Влияние магнитного поля на структурно-реологические свойства нефти//Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2006. – Т. 309. – № 4. – С. 104 – 109.
3. Химия нефти и газа. Нефтяные дисперсные системы: состав и свойства (часть 1) / Учеб. пособие/ Р.З Сафиева. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2004. – 112 с.
4. Photocor [сайт производителя], URL; <http://www.photocor.ru/>.
5. Yudin I.K., Nikolaenko G.L., Gorodetskiĭ E.E., Markhashov E.L., Frot D., Briolant Y., Agayan V. A., Anisimov M.A. Universal behavior of asphaltene aggregation in hydrocarbon solution//Petroleum Science and Technology. – London, 1998. – N 3. – P. 395 – 414.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ РАБОТЫ НА УЧАСТКЕ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОЙ ЗАКАЧКИ ВОДЫ В МАССИВНУЮ РИФОВУЮ ЗАЛЕЖЬ

О.А. Грибенников

Научный руководитель доцент М.Д. Кулагина

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Рифовая массивная залежь Памятно-Сасовского месторождения имеет этаж нефтеносности 284 м (средняя нефтенасыщенная толщина 153,2 м). Коллектор – порово-трещинно-кавернозные доломиты при общей пустотности 7,4%. Доля каверн и трещин составляет 40 %. Проницаемость пород изменяется от 0,01 до нескольких мкм². Залежь начала разрабатываться на естественном водонапорном режиме. Упругий запас нижележащих водоносных пород в настоящее время не может обеспечить компенсацию добычи нефти в объеме утвержденных запасов. Поэтому возникла необходимость рассмотреть дальнейшую разработку Памятно-Сасовского месторождения с искусственным поддержанием пластового давления.

Ввиду сложного строения и очень высокой неоднородности рифогенных коллекторов залежи фильтрационные процессы в них протекают в самых разнообразных видах и формах: в крупногабаритных пустотных пространствах (трещины, каверны, карсты и т.д.) перемещение жидкости определяется сочетанием законов фильтрации, гравитации и трубной гидравлики в низкопоровых малопроницаемых гидрофобных блоках матричных пород преобладают малоактивные процессы капиллярной пропитки. В процессе опытно-промышленной закачки воды в водоплавающую рифогенную залежь должно быть установлено плановое соотношение между величинами создаваемого гидродинамического градиента и действующих в залежи гравитационных градиентов, при котором исключается преждевременное обводнение добывающих скважин и обеспечивается активизация устойчивого продвижения зеркала подстилающих вод.

Это позволит для замкнутой гидродинамической системы залежи обосновать оптимальные темпы закачки воды и добычи нефти, обеспечивающие максимальную величину коэффициента нефтеизвлечения. Для целей поддержания пластового давления (ППД) в нефтяной залежи Памятно-Сасовского месторождения обоснована возможность забора расчетного количества воды ($\cong 15$ тыс. м³/сут.) через специальные водозаборные скважины из пермского водоносного горизонта, приуроченного к интенсивно трещиноватому и кавернозным известнякам, залегающим в интервале глубина 310 – 360 м и имеющим региональное распространение, в том числе и на площади месторождения. Эффективная мощность комплекса 55 м.

Для проведения опытно-промышленной закачки воды под водонефтяной контакт (DYR) в качестве нагнетательной предложена скважина № 14. Таким образом, участок опытно-промышленной закачки воды включает: 3 водозаборных скважин №№ 1401, 1402, 1403 (одна резервная). Водозаборные скважины являются насосными станциями системы ППД производительностью 2000 м³/сутки каждая. Максимальный объем закачки воды в систему ППД 4000 м³/сутки. Давление нагнетания на устье нагнетательной скважины № 14 – 5 МПа. Давление воды на устьях водозаборных скважин $P_{раб} = 6,9$ МПа. Обязка устьев водозаборных скважин позволяет производить операции по эксплуатации, контролю и исследованию скважин. Забор воды осуществляется установками погружного электронасоса УЭЦПК-16-2000-1400.

Установка состоит из насоса ЭЦПК-16-2000-1400 (2 секции, ; Н = 950 м) и электродвигателя ПЭДП-500-375 В5 (N = 500 кВт, U = 3000 В, n = 2970 об/мин) Насосы изготавливаются на южном заводе гидравлических машин г. Бердянск (Украина); электродвигатели на ОАО «Прибор» г. Лысево (Россия). Заводская поставка насосов ЭУПК-16-2000-1400-трехсекционная. В порядке эксперимента в

водозаборные скважины спускаются на колоннах из водоподъемных труб $\varnothing 146 \times 7$ -D по ГОСТ 632-80 с креплением с помощью устьевого оборудования на подземной частями обсадных колонн $\varnothing 426 \times 10$. На устье нагнетательной скважины № 14 устанавливается арматура АФК6 100/100x35ХЛ, на которую подвешивается колонна из насосно-компрессорных труб НКТ 114x7-D, спускаемая до забоя. Под нагнетание воды была освоена и скв № 14 (Платовская). Это разведочная скважина, пробуренная за контуром нефтеносности. Закачка воды – периодическая. Общая суточная приемистость при их одновременной работе находится в пределах 1000 – 2700 м³/сутки. При прекращении закачки воды пластовое давление снижается. Циклическое нагнетание воды позволяет контролировать процесс разработки залежи. Основная цель – не допустить снижения или увеличения пластового давления ниже или выше значений, при которых предотвращается разгазирование нефти в верхних интервалах залежи. При этом скважины фонтанируют с предельной обводненностью до 40 – 50 %.

Литература

1. А.К. Шевченко, С.И. Чижов и др. Пути повышения нефтеотдачи при разработке массивной рифовой залежи с циклической закачкой воды под водонефтяной контакт. «Интервал» – № 6, 2001.
2. Н.П. Лебединец. Изучение и разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. – М. Наука, 1997.

ОЦЕНКА ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН РИФОГЕННОЙ МАССИВНОЙ ЗАЛЕЖИ

О.А. Грибенников

Научный руководитель доцент М.Д. Кулагина

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

В соответствии с «Программой промысловых исследовательских работ на скважинах Памятно-Сасовского месторождения» проводились замеры пластового давления по опорным добывающим скважинам (скв. 11Пл, 9, 137, 8, 2, 13, 105, 65, 47, 15Пл) с остановкой из 1 раз в 20 дней, а также в нагнетательных скв. 14П-С и скв. 14Пл и контрольных скважинах 4 и 63. Результаты показали распределение пластового давления по площади залежи: зона пониженного давления в районе скв. 11Пл, 9, 137. Зона повышенного давления в районе скв. 105, 65, 47, 15Пл. Отсюда следует, что по продольной оси залежи увеличение пластового давления отмечается с запада на восток.

Исследования доказали, что в периоды закачки воды (а она циклическая) темп роста давления ниже, чем темп его падения в периоды прекращения нагнетания воды. Давление 23 МПа является нижним пределом для условия недопущения разгазирования нефти в пласте и обеспечения фонтанирования скважин при появлении в их продукции воды. Доказано быстрое реагирование, т.е. снижение пластового давления на прекращение закачки воды.

Поэтому контрольные замеры пластового давления должны быть регулярными по опорным скважинам. Рекомендуется как целесообразное изменение режима закачки воды в скв. 14П-С с расходами от 1500 и 2000 м³/сутки, а скв. 14Пл с расходами 1500 и 1000 м³/сутки. По данным исследований скважин рассчитаны средневзвешенные по вскрытой нефтенасыщенной толщине коэффициенты проницаемости: для Макаровского участка $k = 0,009$ мкм², для Сасовского участка $k = 0,279$ мкм², для Памятного участка $k = 0,443$ мкм². Важным параметром при разработке залежей является плотность жидкости по стволу и особенно в интервале продуктивного пласта.

В 19 скважинах плотность жидкости в нижней части ствола выше по сравнению с расчетной плотностью безводной нефти при термобарических условиях в пределах вскрытого интервала данных скважин. В 13 скважинах отмечалось длительное время наличие жидкости на забое с плотностью выше плотности нефти, но ниже плотности воды, т.е. пробки состоят из водонефтяной эмульсии. В скважинах 108, 6Пл, 8Пл столб водонефтяной эмульсии поднялся выше кровли продуктивного пласта (рис. 1, 2, 3). Плотность водонефтяной эмульсии $710 < \rho < 1000$ кг/м³.

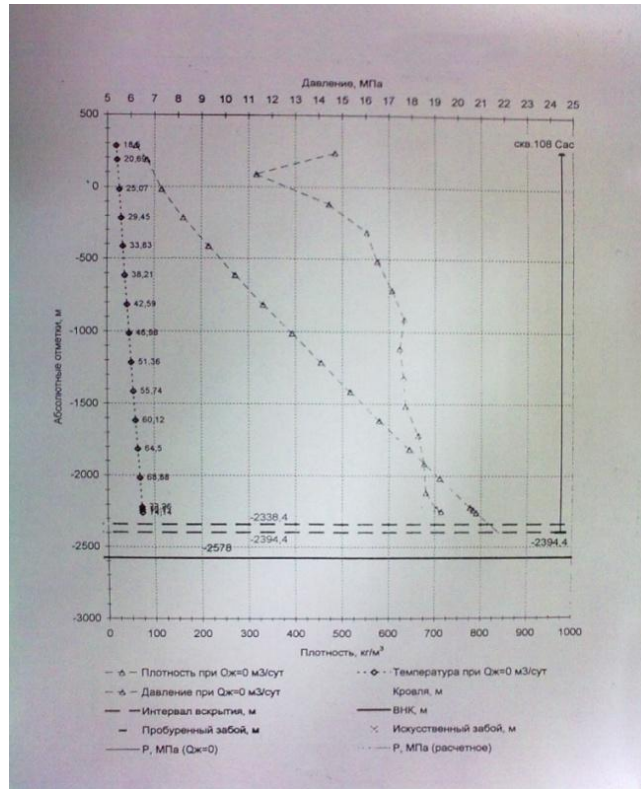


Рис. 1 Изменение давления и плотности нефти по глубине скв. 108 Памятно-Сасовского месторождения

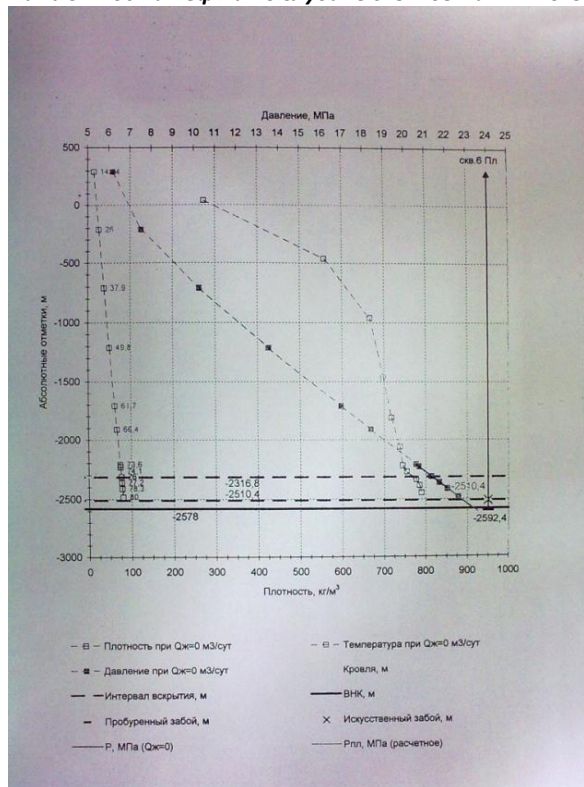


Рис. 2 Изменение давления и плотности нефти по глубине скв. 6Пл Памятно-Сасовского месторождения

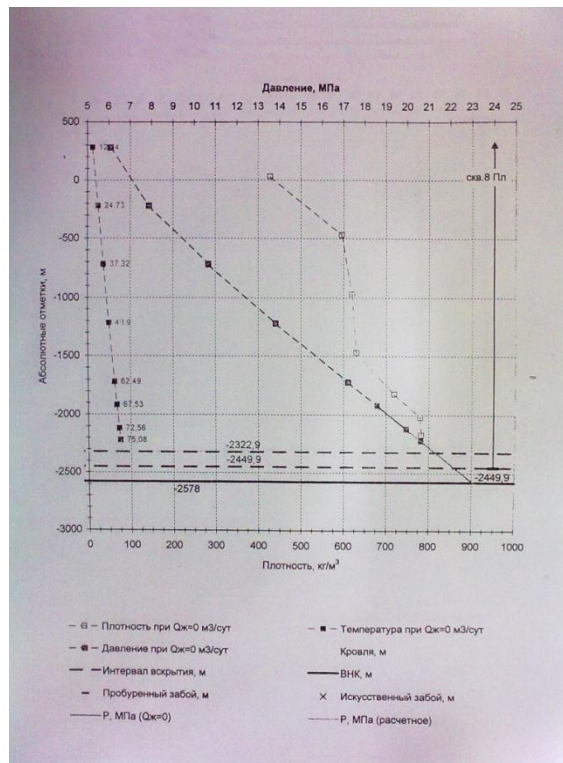


Рис. 3 Изменение давления и плотности нефти по глубине скв. 8Пл Памятно-Сасовского месторождения

Литература

1. А.К. Шевченко, С.И. Чижов и др. Пути повышения нефтеотдачи при разработке массивной рифовой залежи с циклической закачкой воды под водонефтяной контакт. «Интервал» – М., 2001 – № 6.
2. Н.П. Лебединец. Изучение и разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. – М.: Наука, 1997.

ФОТОННАЯ КОРРЕЛЯЦИОННАЯ СПЕКТРОСКОПИЯ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ

П.С. Дозморов

Научный руководитель профессор А.Т. Росляк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для более полного описания гранулометрического состава осадочных горных пород необходимо исследование размера частиц в субмикронном диапазоне (нанодиапазоне). Это связано с тем, что размеры частиц обуславливают общую величину их поверхности, контактирующей с нефтью. От гранулометрического состава пород зависит количество нефти, остающейся в пласте после окончания его эксплуатации в виде пленок, покрывающих поверхность зерен [2].

В настоящее время для исследования размера частиц в нанодиапазоне используют рассеяние света, которое подразделяют на статическое рассеяние света и динамическое рассеяние света [1]. При статическом рассеянии света (часто также называемом лазерной дифракцией) в отличие от динамического рассеяния света (часто называемом фотонной корреляционной спектроскопией) для определения размера частиц используется не изменение во времени, а угловая зависимость интенсивности рассеяния. В настоящее время для определения размера частиц в нанодиапазоне применяют лазерную дифракцию. В этой статье будет исследована возможность достоверного анализа размера частиц с помощью динамического рассеянного света, используя спектрометр Photocor Complex [3].

PHOTOCOR Complex состоит из:

Спектрометр PHOTOCOR;

Блок управления спектрометром (коррелятор);

Программное обеспечение Photocor;

Программное обеспечение Dynals.

Программное обеспечение Photocor

Этот пакет программ содержит модули управления корреляторам Photocor-FC, процессом измерения и обработки результатов измерения разными методами. В пакет Photocor Software встроен Интерпретатор,

содержащий все команды Photocor Software и позволяющий организовать любые экспериментальные процедуры – от простейших до самых сложных.

Программное обеспечение Dynals

Программа анализа данных динамического рассеяния света Dynals v2.0 разработана фирмой Alango. Программа Dynals v2.0 позволяет обрабатывать данные тремя способами:

- Метод регуляризации;
- Метод кумулянтов;
- Метод многоэкспоненциальной обработки.

Указанные методы используют различные подходы к математической обработке результатов анализов, обеспечивающих более корректное описание размера частиц, т.к. на одну временную автокорреляционную функцию приходится множество математических моделей.

Данный прибор реализует метод фотонной корреляционной спектроскопии. Фотонная корреляционная спектроскопия – это метод исследования структуры газообразных и жидких сред, основанный на анализе временной автокорреляционной функции интенсивности рассеянного света. В данной статье проводится исследование этого метода для анализа твердых частиц.

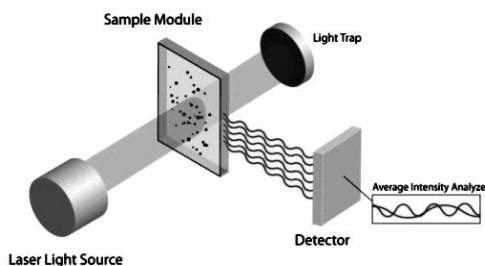


Рис.1 Принцип работы Спектрометра PHOTOCOR

Принцип работы спектрометра Photocor заключается в следующем (рис.1). Свет от лазера, проходя через исследуемую жидкость, рассеивается на частицах, имеющихся в жидкости. Рассеянный свет принимается системой счета фотонов, сигнал с выхода которой подается на вход коррелятора. Коррелятор вычисляет и накапливает корреляционную функцию флуктуаций интенсивности рассеянного света. Временная автокорреляционная функция интенсивности рассеяния определяет характерные масштабы времени, на которых движение рассеивающих центров скоррелировано, то есть зависит от их положения в предыдущие моменты времени. По скорости затухания этой функции можно определить коэффициент самодиффузии частиц, а затем по известным формулам Стокса и Эйнштейна рассчитать их гидродинамический радиус.

Исследование заключалось в изучении размера частиц нанодиапазона, взятых из пробы измельченного электроимпульсным методом керна нефтесодержащей породы. Поскольку измельченная проба содержит частицы разного размера, проба была просеяна, и взят подситовой диапазон размера части (меньше 63 мкм). Однако и этот диапазон размеров частиц превышает возможный для спектрометра (от 63 нм до 10 мкм). Поэтому, полученную после ситового метода пробу, подвергли седиментационному анализу [2], который позволил проанализировать размер частиц от 3 мкм до 63 мкм. Жидкость, в которой проходил седиментационный анализ, содержит частицы, размер которых определяем с помощью спектрометра. Для сравнительного анализа эту пробу (пробу из спектрометра) подвергаем высушиванию и проводим анализ методом микроскопии. Результаты анализов приведены на рис. 1.

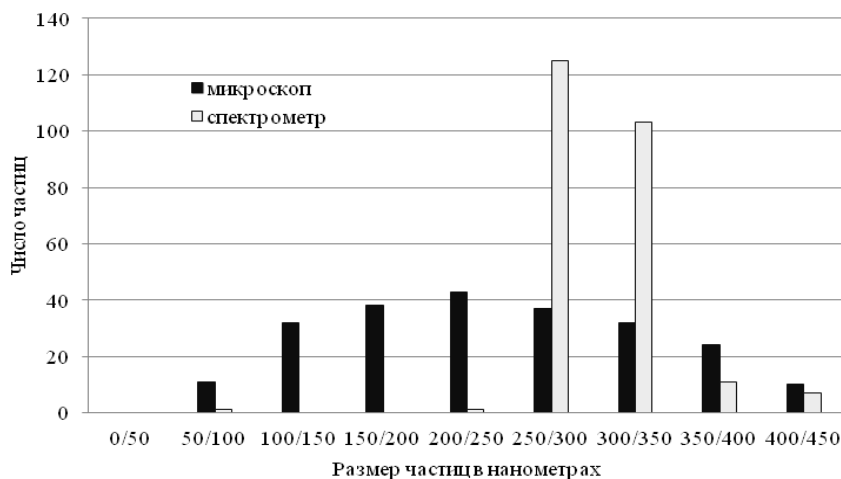


Рис.2 Количественное распределение частиц по размерам

Как видно из представленных результатов предварительных исследований, данные микроскопического и спектроскопического анализов одной пробы материала существенно различаются. Это различие вызвано, прежде всего, тем, что в основе измерений каждого метода заложены различные физические принципы. В микроскопии используется метод непосредственного наблюдения, измерения размеров и счета частиц каждого размера. В спектроскопии используется коэффициент диффузии частиц в жидкости, с помощью которого вычисляется размер частиц. Соответственно каждому методу присущи свои систематические ошибки. Это подтверждает необходимость создания комплексной методики анализа гранулометрического состава, которая позволяла бы учитывать ошибки каждого метода и выдавала результаты анализа, наиболее корректно описывающие данную пробу.

Литература

1. Ван де Хюлст. Рассеяние света малыми частицами, – М.: Издательство Иностранной литературы, 1961. – 536с.
2. Гиматулинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта: учебник. – Изд.2, перераб. и доп. – М.: «Недра», 1971. – 312 с.
3. Электронный ресурс. URL: <http://www.photocor.ru/>

ПОВЫШЕНИЕ ДОСТОВЕРНОСТИ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ГОРНЫХ ПОРОД ПОСРЕДСТВОМ КОРРЕЛЯЦИИ СЕДИМЕНТАЦИОННЫХ И МИКРОСКОПИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Г.А. Еремян

Научный руководитель профессор А.Т. Росляк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

В геологии гранулометрический состав является основополагающей характеристикой осадочных пород, позволяющей провести правильную интерпретацию геофизических исследований, оценить емкостные и гидродинамические свойства коллекторов углеводородов. Так же используется во многих областях. Например, от него зависит плодородие почв. Практическое значение имеет в решении экологических задач, в фармацевтике, строительстве, бурении и во многих других отраслях.

Для существенного совершенствования методик анализа гранулометрического состава осадочных горных пород необходимо создание метода, обеспечивающего анализ размеров частиц во всем диапазоне для данного образца породы. Кроме того, физические принципы анализа должны коррелировать с физическими основами образования осадочных пород. Этим условиям наиболее полно удовлетворяет сочетание методов микроскопического и седиментационного анализа размеров частиц [1]. В настоящей работе предпринята попытка повышения достоверности гранулометрического анализа осадочных горных пород путём создания комплексной методики анализа, включающей параллельное изучение одного и того же образца породы счетной микроскопией и весовой седиментацией.

Изучение гранулометрического состава частиц проводилось с помощью микроскопического анализа с использованием современного компьютеризированного микроскопа фирмы «Олимпус» с программным обеспечением, позволяющим сохранять изображения проб и систематизировать частицы по размерам. Микроскоп комплектуется программным обеспечением «Image Scope S» для управления цифровой камерой и предварительного просмотра изображений на мониторе персонального компьютера.

В институте природных ресурсов ТПУ разработан метод весовой седиментации частиц из так называемого стартового слоя, который обеспечивает прямое измерение скорости осаждения частиц и веса накопленного осадка на приемной чашке [2].

По сравнению с приборами седиментации из объема весовая седиментация из стартового слоя значительно расширяет диапазон измеряемых размеров частиц (0,001 – 0,5 мм), обеспечивает запись непрерывной кумулятивной функции накопления осадка и, соответственно, непрерывное распределение частиц по размерам без аппроксимации эмпирическими уравнениями, прямое измерение скорости осаждения частиц, в том числе и частиц неправильной формы.

Способ седиментации частиц из так называемого стартового слоя обеспечивает осаждение с одной высоты всех частиц анализируемой пробы порошка. В результате фиксируются все даже самые крупные частицы, которые при обычных методах седиментационного анализа успевают достигнуть дна кюветы до начала измерений.

Принципиальная схема весового седиментометра представлена на рис.1. Частицы анализируемой пробы оседают в жидкости с постоянной скоростью, которая в свою очередь зависит от размера частицы, плотности ее материала, плотности и вязкости жидкости. В процессе осаждения на приемную чашку частицы непрерывно взвешиваются высокочувствительной системой. Данные измерений запоминаются компьютером во времени.

Компьютер через блок связи анализирует сигнал, пропорциональный количеству осевших частиц в зависимости от времени и в соответствии с физически обоснованными законами сопротивления и методами аппроксимации рассчитывает гранулометрический состав пробы. Расчет размеров частиц ведется не только по закону Стокса, но и по другим, более точным, законам в соответствии со скоростью осаждения частиц. Чувствительная система прибора, измеряющая количество осевших частиц во времени, работает строго в

диапазоне закона Гука, когда микроперемещение чашки приема осадка прямо пропорционально весу осевших частиц. Расчет процентного содержания фракции каждого размера ведется компьютером относительно общей массы данной пробы. Поэтому не требуется точное взвешивание пробы перед анализом.

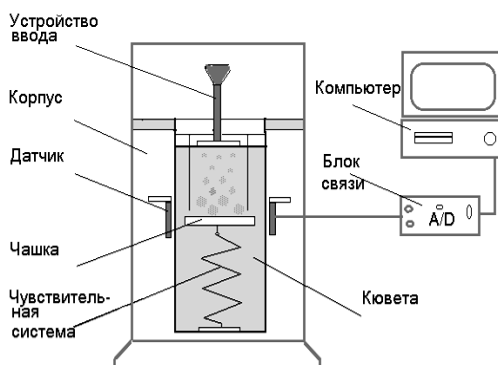


Рис.1 Принципиальная схема седиментометра ВС-4

Исследования заключались в изучении гранулометрического состава пробы измельченного электроимпульсным методом зерна нефтесодержащей породы параллельно на микроскопе и весовом седиментометре.

Дополнительно к штатному программному обеспечению «Image Scope S» разработана методика обработки результатов микроскопического анализа в среде MS Excel, обеспечивающая представительность и точность анализа. Методика основана на постоянном накоплении количества и размеров анализируемых частиц в пробе и расчете основных параметров, характеризующих гранулометрический состав (средний размер, дисперсия, ширина распределения). При этом рассчитываются среднеквадратичные отклонения указанных параметров и при достижении их постоянства в указанных пределах результаты анализа считаются достоверными [1].

В соответствии с изложенной методикой проведен микроскопический анализ подситовой фракции измельченного зерна с оценкой относительных погрешностей определения процентного содержания каждой фракции. Также произведён корреляционный анализ для выявления характера зависимости относительной погрешности от количества измеренных частиц. Эта операция позволяет оптимизировать столь трудоёмкий процесс измерения микроскопом. Было выявлено, что для получения результатов с погрешностью не более 4% достаточно около 1200 частиц, вместо измеренных нами 6200. Далее тот же образец зерна был проанализирован с помощью седиментометра. На рис. 2 представлены рассчитанные относительные погрешности, которые дают приборы для каждой фракции. Опираясь на эту диаграмму, можно сделать выводы об истинном конечном распределении частиц. Увеличение погрешности седиментометра, скорее всего, происходит вследствие увеличения скорости осаждения частиц с ростом их размера и нарушения закона Стокса, так как появляются признаки турбулентности течения. Микроскоп даёт меньшие погрешности для всех фракций, кроме первой. Это можно объяснить недостаточным разрешением микроскопа для размеров этой фракции. Также микроскопический анализ очень субъективен при ручном подсчёте. Результаты исследований одного и того же образца, разными операторами, могут сильно отличаться друг от друга. Эту проблему помогут решить комплексы на базе автоматизированного микроскопа и ПО для обработки изображений. В случае анализа достаточного количества частиц, позволяют избежать субъективизма оператора и могут давать чрезвычайно полезную количественную информацию.

Результаты обоих анализов, а также сформулированный нами конечный результат комплексного анализа представлены на рис.3.

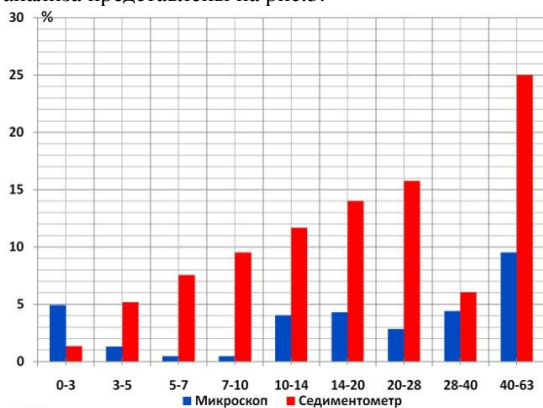


Рис. 2. Относительная погрешность по фракциям

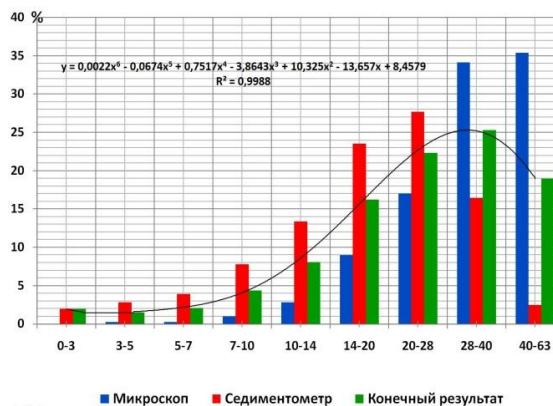


Рис.3. Относительное массовое распределение частиц

Как видно из представленных результатов исследований, данные микроскопического и седиментационного анализов одной пробы материала существенно различаются. При формулировании конечного результата для фракции 0 – 3 микрометра был взят за основу результат седиментационного анализа, остальные же результаты по фракциям, полученные с помощью обоих приборов, аппроксимировались. На рис.3 приведена линия тренда, описывающая конечное полученное по нашей методике распределение. Таким образом, с помощью компенсации погрешностей одного прибора другим, нам удалось повысить достоверность гранулометрического анализа.

Литература

1. Еремян Г. А. Методика анализа гранулометрического состава осадочных горных пород // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XIV Международного научного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск, 2010. – Т.2. – С. 74 – 76.
2. Квеско Н.Г., Росляк А.Т., Дергунов А.С. Анализ гранулометрического состава горных пород и буровых растворов на основе слоевой седиментации //Фундаментальные и прикладные проблемы современной механики: VI Всероссийская научная конференция – Томск, ТГУ, 2008. – Томск: ТГУ, 2008. – С. 379 – 380.

ОЦЕНКА ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ МОДИФИЦИРОВАННЫМ МЕТОДОМ ПАДЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ

В.В. Журавский

Научный руководитель профессор В.Л. Сергеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Рассматривается задача оценки извлекаемых запасов газовых и газоконденсатных месторождений на ранних этапах их разработки модифицированным методом падения давления с учетом дополнительной априорной информации. Приводятся результаты исследований точности оценок с использованием промышленных данных годовой добычи газа и пластового давления.

Введение

В настоящее время актуальной проблемой в области рационального использования природных ресурсов является задача мониторинга и контроля извлекаемых запасов месторождений углеводородов на ранних этапах их разработки, когда объем промышленных данных мал. Традиционным методом определения извлекаемых запасов газовых и газоконденсатных месторождений является метод падения пластового давления основанный на уравнении материального баланса [1]. Точность определения запасов газа этим методом зависит от режима залежи. Как правило, на газовых и газоконденсатных месторождениях имеют место два режима: газовый и упруговодонапорный.

При газовом режиме зависимость пластового давления от накопленной добычи газа носит прямолинейный характер, что обеспечивает приемлемую точность определения запасов газа при полном вовлечении залежи в разработку и однородной ее структуре по емкостным и фильтрационным параметрам. Упруговодонапорный режим характеризуется вторжением в газовую залежь воды, что приводит к отклонению зависимости давления и отборов газа от прямолинейной и ошибкам в определении извлекаемых запасов. На графике падения давления при упруговодонапорном режиме часто образуются два участка, короткий прямолинейный, характеризующий газовый режим и достаточно длинный криволинейный участок с неизвестной трудно идентифицируемой зависимостью пластового давления от накопленных запасов газа.

В данной работе рассматривается задача повышение точности оценок извлекаемых запасов газовых и газоконденсатных месторождений по короткому прямолинейному участку зависимости давления от накопленных отборов газа при малом объеме промышленных данных и предлагается метод ее решения, основанный на технологии интегрированных моделей позволяющей учитывать дополнительную априорную информацию [2].

Модифицированный метод падения давления с учетом априорной информации

Основу модифицированного метода падения давления составляет интегрированная система моделей (ИСМ) материального баланса, представленная в виде двух взаимодействующих нелинейных дискретных стохастических систем уравнений [2]

$$\begin{cases} V_z^* = V_z + \xi = f_z(P, \alpha) + \xi \\ \bar{Z} = Z + \eta = f_a(P, \alpha) + \eta \end{cases} \quad (1)$$

Первая система моделей отражает зависимость накопленных отборов газа от пластового давления. Вторая система представляет дополнительные априорные данные и экспертные оценки. $V_{z,n}^*, P = (v_{z,i}^*, p_i, i = \overline{1, n})$ – векторы фактических значений накопленных отборов газа и приведенного пластового давления в текущий момент времени t_n ; $\bar{z}_n = (\bar{z}_1, \bar{z}_2, \dots, \bar{z}_p)$ – векторы дополнительных априорных данных; V_z, Z – векторы накопленных отборов газа и дополнительных априорных данных вычисленные на основе моделей f_z, f_a , заданных с точностью до параметров $\alpha_n = (\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_m)$; $\xi = (\xi_1, \xi_2, \dots, \xi_n)$, $\eta = (\eta_1, \eta_2, \dots, \eta_n)$ – векторы случайных величин, представляющих погрешности измерений

накопленных отборов газа, приведенного пластового давления и ошибки дополнительных данных и экспертных оценок. Оценки извлекаемых запасов находим по прямолинейному участку зависимости V_z от P_{nl} . В данном случае ИСМ материального баланса (1) состоит из двух систем линейных уравнений вида

$$\begin{cases} V_z^* = F_z \alpha + \xi \\ \bar{Z} = F_a \alpha + \eta \end{cases} \quad (2)$$

и задача ее параметрической идентификации (определение неизвестных параметров α) сводится к решению следующей системы уравнений [2]

$$(F_z^T F_z + F_a^T W_\beta F_a) \cdot \alpha_n (\beta) = (F_z^T V_z^* + F_a^T W_\beta \bar{Z}), \quad (3)$$

где $F_z^T = \begin{bmatrix} 1, & 1, & \dots, & 1 \\ p_1, & p_2, & \dots, & p_n \end{bmatrix}$, $F_a^T = \begin{bmatrix} 1, & 0 \\ 0, & 1 \end{bmatrix}$ – матрицы размерности $(2 \times n)$ и (2×3) ; $\bar{Z} = (\bar{V}_u, \bar{p}_n / \bar{V}_u)$ – вектор

экспертных оценок извлекаемых запасов \bar{V}_u и начального пластового давления \bar{p}_n ; $W = \text{diag}(\beta_1, \beta_2)$ – диагональная матрица управляющих параметров $\beta = (\beta_1, \beta_2)$, определяющих значимость (вес) дополнительных данных \bar{Z} ; T – символ транспонирования.

Оценку извлекаемых запасов определяем по формуле

$$V_{u,n}^* (\beta_n) = \alpha_{1,n}^* (\beta_n) \quad (4)$$

где параметр $\alpha_{1,n}^*$ находим из решения системы уравнений (3), а оценку вектор управляющих параметров β путем решения оптимизационной задачи

$$\beta_n = \arg \min_{\beta} \|V_z^* - F_z \alpha_n^* (\beta)\|^2, \quad (5)$$

где запись $\|X\|^2$ означает норму вектора X ; n – объем данных отборов газа и пластового давления. Алгоритм определения извлекаемых запасов по модифицированному методу падения давления с учетом дополнительной априорной информации заключается в формировании и решении системы линейных уравнений (3), решении оптимизационной задачи (5) и вычислении оценок извлекаемых запасов по формуле (4).

Приведем примеры оценок извлекаемых запасов следующих из модифицированного метода падения давления при соответствующем выборе управляющих параметров β и экспертных оценок \bar{Z} .

1. Метод падения давления (МПД) [1]. Следует из (3)–(5) при $\beta_1^* = \beta_2^* = 0$.

$$V_{u,n}^* (0) = \alpha_{1,n}^* (0). \quad (6)$$

2. Метод падения давления с регуляризацией. Следует из (3)–(5) при $\beta_1^* = \beta_2^* = \beta^*$ и $\bar{V}_u = 0, \bar{p}_n / \bar{V}_u = 0$

$$V_{u,n}^* (\beta_n^*) = \alpha_{1,n}^* (\beta_n^*). \quad (7)$$

Результаты исследования точности оценок

Результаты исследования точности оценок извлекаемых запасов по промысловым данным отражены в табл. 1 и 2 и на рисунке. В табл. 1 приведены годовые значения накопленных отборов газа и приведенного забойного давления Анастасиевско-Троицкого газоконденсатного месторождения за 15 лет разработки [1]. В табл. 2 приведены прогнозные оценки извлекаемых запасов полученные традиционным методом падения давления – МПД (6), регуляризованным методом падения давления – РМПД (7) и модифицированным методом падения давления – ММПД (4) начиная с четвертого года разработки. В качестве дополнительных априорных данных использовалась информация об извлекаемых запасах, полученная на основе объемного метода $\bar{V}_u = 10,5 \times 10^9 \text{ м}^3$. Реально извлекаемые запасы Анастасиевско-Троицкого газоконденсатного месторождения за все годы разработки составили $6,91 \times 10^9 \text{ м}^3$.

Таблица 1

Промысловые данные годовых показателей разработки Анастасиевско-Троицкого месторождения

Показатели Разработки	Промысловые данные показателей разработки														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Отборы газа, 10^9 м^3	0,08	0,36	0,76	1,4	2,1	2,9	3,5	4,1	4,5	5,0	5,3	5,5	5,9	6,1	6,3
Пластовое давление	9,6	9,1	8,6	8,0	6,9	6,1	5,6	4,9	4,8	4,4	4,1	4,0	3,8	3,6	3,4

Таблица 2

Оценки извлекаемых запасов

Методы	Оценки извлекаемых запасов, 10^9 м^3											
	4	5	6	7	8	8	10	11	12	13	14	15
МПД	8,2	7,8	7,8	8,7	8,3	8,6	8,8	9,0	9,2	9,3	9,4	9,5
РМПД	5,2	6,7	7,3	7,9	8,1	8,4	8,7	8,9	9,1	9,2	9,3	9,4
ММПД	7,1	7,1	7,1	7,2	7,2	7,2	7,2	7,3	7,4	7,4	7,5	7,6

Из табл. 2 видно, что оценки извлекаемых запасов полученные модифицированным методом падения давления более точные и устойчивые по сравнению с традиционным методом падения давления и регуляризованным методом падения давления.

Литература

1. Мирзаджанадзе А. Х., Кузнецов ОЛ, Басниев К.С.Алиев З.С. Основы технологии добычи газа. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 2003. – 880 с.: ил.
2. Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации: учебное пособие. Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 198 с.

ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ ВЫБОРА МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Е.Н. Иванов, Ю.М. Кононов

Научный руководитель профессор А.Т. Росляк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Планирование применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН) является сложной задачей, требующей комплексного подхода при ее решении. Одним из важных этапов при планировании методов повышения нефтеотдачи до начала моделирования является выбор методов и предварительный анализ данных. Данный этап значительно усложняется за счет неоднозначности критериев выбора. Для преодоления неопределенностей такого рода все большее применение в мировой практике находят экспертные системы и технологии искусственного интеллекта (табл.1).

Таблица 1

Программы для выбора и оценки применимости МУН

Название программы	Автор статьи с описанием	Компания	Возможность оценки применимости МУН, кол-во методов	Возможность прогноза добычи, кол-во методов	Используемые критерии
SWORD	Л.М.Сургучев и др.	PETEC Software	11	11	База данных
EORgui	М. Trujillo и др.	Petroleum Solutions	9	6	Taber, Martin, Seright
SelectEOR (PRIze)	В.Альвардо и др.	Alberta Research Centre	17	14	База данных, авторские
Screening 2.0	М. Trujillo и др.	I.C.P. ECOPEPETROL	19	2	Lewin, Farouq, Taber, Seright и др.
Экспертная система	А.М. Shindy и др.	Ciaro University	>10	-	База данных
Экспертно-аналитическая система	Р.Р. Ибатулин и др.	ТатНИПИнефть	>60	-	База данных
Экспертная система	Е.М. Shokir и др.	King Saud University	+	-	База данных

Как показывает обзор, большинство программ успешно развивается и применяется за рубежом. Методики и программное обеспечение для аналитического моделирования успешно используются в многочисленных проектах в таких странах, как США, Мексика, Венесуэла, Колумбия, Египет и др [1]. Но использование зарубежных программ для месторождений Западной Сибири затруднено по ряду причин: в большинстве компаний отсутствуют внутренние базы данных по проектам применения МУН как в мире, так и в России; участки воздействия МУН очень малы по сравнению с масштабами месторождений и воздействия ориентированы на применение в условиях малых участков залежи; ряд технологий немногочислен и в основном включает физико-химические технологии, подобранные под условия коллекторов [4]. Таким образом, для оперативного анализа геолого-физической информации с целью скрининга месторождений Томской области была разработана электронная матрица применимости с возможностью вычисления коэффициента применимости [2].

Матрица применимости разработана на основе критериев применимости, обобщенных по данным отечественной и мировой литературы [1,3,5]. Методы увеличения нефтеотдачи, заложенные в программе, относятся к нескольким группам: гидродинамические, термические, химические, закачка полимеров, щелочей, потокоотклоняющие технологии, газовые, водогазовое воздействие, термогазовое воздействие. Входными данными для матрицы является стандартный набор геолого-физической информации: тип резервуара, глубина залегания, пластовое давление, проницаемость, пористость, температура, вязкость и другие.

Пользователь может произвести в программе два вида скрининга: обычный и детальный. Обычный скрининг представляет собой сопоставление усредненных характеристик пласта с табличными критериями применимости. В предложенной программе обычный скрининг осуществляется по схеме:

- ввод входных данных о резервуаре;
- сопоставление данных с критериями (количество критериев варьируется для каждого метода);
- расчет критериальных параметров по нечеткой логике (Fuzzy Logic) в пределах от -1 до 1 ;
- расчет общего коэффициента применимости в фиксированном интервале.

В результате работы программы возможно произвести оценку применимости методов и получить оперативные графики «методы – коэффициенты применимости». Дальнейшая процедура перехода к детальному скринингу может включать в себя построение аналитических графиков, лепестковых диаграмм, а также использование модуля интеграции знаний по МУН, где есть возможность просмотра критериев применимости МУН, краткое описание методов и их ограничений (рис.).

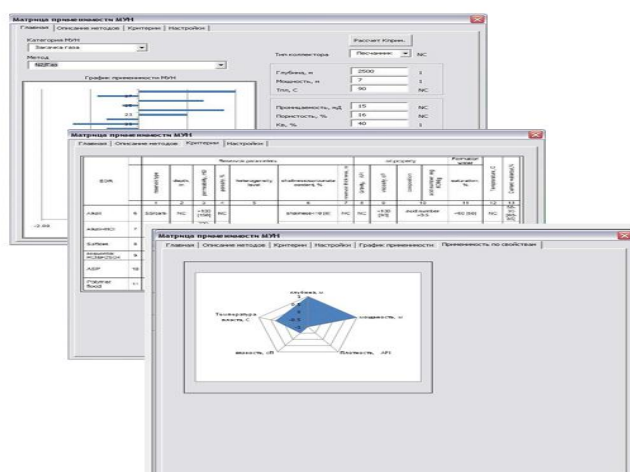


Рис. Вид программы выбора методов увеличения нефтеотдачи

Цель детального скрининга – решить достаточно ли общего имеет исследуемое месторождение с известными ранее залежами, где ранее проводились работы по увеличению нефтеотдачи. Для решения этой задачи в программе заложены геолого-физические свойства и краткие результаты использования технологий увеличения нефтеотдачи как на месторождениях Западной Сибири, так на других российских и зарубежных месторождениях, всего более чем по 300 проектам. База данных собрана на основе открытых источников информации (Oil and Gas Journal, статьи, презентации), а также по данным Института химии нефти СО РАН. Таким образом, при вводе данных по пласту возможен поиск месторождений-аналогов по применяемым методам и использование опыта предшествующей разработки.

Программный комплекс применим для оперативной аналитической оценки геолого-физической информации перед началом процесса моделирования, и может быть дополнен с учетом новых методов и разработок в области МУН.

Литература

1. Альваро В., Манрик Э. Методы увеличения нефтеотдачи пластов. Планирование и стратегии применения. – М.: Премиум Инжиниринг, 2011. – 244 с.

2. Иванов Е.Н., Кононов Ю.М., Мухамадиев Р.В. Разработка методики выбора методов увеличения нефтеотдачи на нефтяных месторождениях на основе геолого-физической информации // Увеличение нефтеотдачи – приоритетное направление воспроизводства запасов углеводородного сырья: Сборник трудов Междунар. научно-практ. конф. (г.Казань, 7 – 8 сентября 2011 года) – Казань, 2011, С. 229 – 232.
3. Муслимов Р.Х. "Планирование дополнительной добычи и оценка эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов". – Казань: Казанский Государственный Университет, Пресс, 1999.
4. Ibatullin R.R., Ibragimov N.G. Application and method based on artificial intelligence for selection of structures and screening of technologies for enhanced oil recovery // SPE paper 75175, presented at SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. – Apr. 13 – 17, 2002. – Tulsa, Oklahoma, 2002. – 9 p.
5. Taber J.J., Martin F.D., Seright R.S. EOR Screening Criteria Revisited - Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects // SPE Reservoir Engineering. 1997. – V.12. – № 3. – P. 189 – 198.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПЯТИТОЧЕЧНОЙ И РЯДНОЙ СЕТОК СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ Е.Р. Иванов¹

Научный руководитель доцент И.А. Иванова²

¹Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

²Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При проектировании системы разработки определяют и обосновывают количество эксплуатационных объектов, способы воздействия на пласты и темпы отбора нефти из них, размещение и плотность сетки добывающих и нагнетательных скважин, способы и режимы их эксплуатации, мероприятия по управлению, контролю и регулированию процесса разработки [1].



Рис. 1 Пятиточечная схема расположения скважин Рис. 2 Рядная схема расположения скважин

Для расчета эффективности применения пятиточечной и рядной сеток скважин (рис. 1, 2 соответственно) была использована фильтрационная модель пласта, построенная с использованием гидродинамического симулятора Eclipse 100 (Schlumberger) для двухфазного флюида (вода/нефть). Данный симулятор широко используется для создания гидродинамических моделей при проектировании систем разработки залежей с их последующей оптимизацией, в частности, проектирования системы заводнения для поддержания пластового давления и дает возможность быстро оценить эффективность различных способов разработки.

Расчеты проводились для пласта, состоящего из двух пропластков, обладающих различной проницаемостью. Параметры работы добывающих скважин (PROD) контролировались дебитом жидкости, с учетом минимального возможного забойного давления. Для нагнетательных скважин (INJ) были рассмотрены два режима контроля: по постоянному дебиту воды на поверхности (первый режим) и по компенсации объема добытого флюида (второй режим). Добывающая скважина выводилась из добычи при достижении обводненности скважинной продукции 90%. В процессе создания входного файла при поиске значений ключевых слов использовался мануал Eclipse [2].

Как показали расчеты, для обеих схем размещения скважин применение второго режима контроля в нагнетательных скважинах значительно повышает коэффициент извлечения нефти (КИН). Учитывая особенности геологического строения пласта можно также добиться повышения КИН за счет изоляции нижней части интервала перфорации в добывающих скважинах при достижении высокой обводненности продукции. При этом следует отметить, что изоляция части перфораций снижает интенсивность отборов.

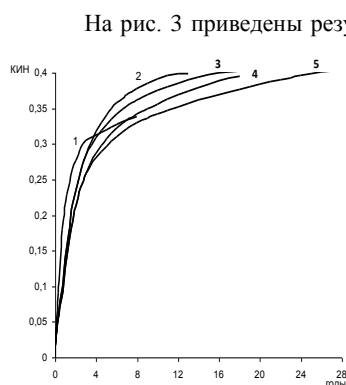


Рис. 3 Зависимость коэффициента извлечения нефти от времени

На рис. 3 приведены результаты сравнения пятиточечной и рядной схем в зависимости от выбранных режимов. В случае второго режима контроля в нагнетательных скважинах для обеих схем режим работы с изоляцией перфорации (кривая 3 для рядной схемы и кривая 5 для пятиточечной) является лучшим по сравнению с режимом без изоляции (кривая 2 для рядной и 4 для пятиточечной схемы). Для сравнения на рис. 3 также приведена кривая 1 для пятиточечной схемы с изоляцией перфорации для первого режима контроля в нагнетательных скважинах.

Таким образом, учет геологических особенностей пласта-коллектора (нижний пропласток более проницаемый) позволяет увеличить нефтеотдачу и оптимизировать процесс поддержания пластового давления.

Использование программных продуктов позволяет осуществить подбор оптимального режима разработки конкретного месторождения, учитывая особенности его геологического строения и свойства насыщающих пласт флюидов и быстро анализировать полученные результаты.

Литература

1. Мангазеев В.П., Манапов Т.Ф., Кондратцев С.А., Хатмуллин И.Ф., Тянь Н.С. Гидродинамическое моделирование – основа анализа, проектирования и мониторинга разработки месторождений // Вестник инженерингового центра Юкос, 2001. – № 2. – С. 30 – 37.
2. ECLIPSE Reference Manual 2009.2. – Schlumberger, 2009. – 2624 p.

ВЕРНАЯ НЕФТЯНАЯ СКВАЖИНА ДЛЯ ПОИНТЕРВАЛЬНОЙ ВЫРАБОТКИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Д.Р. Исламов

Научный руководитель доцент В.А. Иванов

Филиал Тюменского государственного нефтегазового университета, г. Нефтеюганск, Россия

Введение в разработку залежей с трудноизвлекаемыми запасами по применяемой стандартной технологии, основанной на бурении вертикальных и наклонно направленных скважин, малоэффективно и характеризуется крайне низкими технико-экономическими показателями. Для ввода низкопродуктивных нефтяных месторождений в экономически рентабельную промышленную разработку нужны коренные изменения в конструкции скважин, в технике и технологии их эксплуатации [1].

Благодаря развитию технологии строительства горизонтальных и многозабойных скважин стало возможным применение пространственной архитектуры ствола скважины для дренирования продуктивных пластов. В [2] приведены типовые технологические модели разработки залежей системами горизонтальных скважин: линейная, блочная, лучевая и радиально-лучевая многоярусная, с помощью которых осуществлялась разработка опытных участков.

В залежах с низкопроницаемыми малопродуктивными коллекторами горизонтальные скважины позволяют увеличить объём дренирования залежи и увеличить дебиты скважин при относительно низких депрессиях на пласт. Горизонтальные скважины позволяют ввести в разработку пласты малой толщины, эксплуатация которых фондом вертикальных скважин нерентабельна. Наибольший эффект горизонтальные скважины дают в монолитных пластах, когда дебит одной горизонтальной скважины превышает дебит вертикальной в 5 и более раз [1].

Основным технологическим критерием оценки эффективности работы горизонтальных скважин является дебит нефти, с которым скважина вступила в работу, а также продолжительность стабильной добычи нефти. Анализ промысловых данных показывает, что на снижение производительности горизонтальных скважин в процессе их эксплуатации влияют следующие основные факторы [1]:

- снижение пластового давления (истощение пластовой энергии) в низкопроницаемых пластах даже при наличии системы поддержания пластового давления;
- увеличение обводнённости добываемой жидкости, связанное в монолитных пластах с зональной неоднородностью по проницаемости (по простиранию и разрезу пластов) и соответствующей геометрической неравномерностью вытеснения нефти водой.

В условиях хаотической зональной неоднородности и неизвестности локальных особенностей геометрического строения пласта расположение боковых горизонтальных стволов должно обеспечивать максимально равномерную выработку участка пласта, дренируемого скважиной.

Это достигается при равномерно-симметричном расположении забоев боковых горизонтальных стволов скважины. Кроме этого необходимо предусмотреть поинтервальную выработку участка пласта, дренируемого

каждым стволом скважины. Это возможно при последовательно-раздельной эксплуатации каждого ствола скважины.

Нефтяной пласт с зонально-неоднородным по проницаемости коллектором разбуривается редкой сеткой скважин с симметричным веерным расположением боковых горизонтальных стволов. На рис. 1 показан профиль многозабойной скважины, состоящей из основного вертикального ствола 1 и боковых стволов 2, горизонтально направленных в области продуктивного пласта.

На входе основного ствола 1 в продуктивный пласт и на ответвлениях боковых стволов установлены клапаны 3. На рис. 2 приведён план многозабойной скважины, состоящей из основного вертикального ствола 1 и боковых стволов 2 – 9, горизонтально расположенных в радиальных направлениях в области продуктивного пласта. Штриховой линией показаны контуры дренирования интервалов продуктивного пласта основным вертикальным и боковыми стволами.

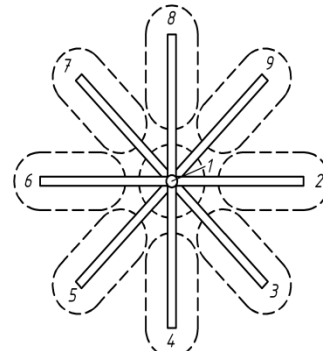
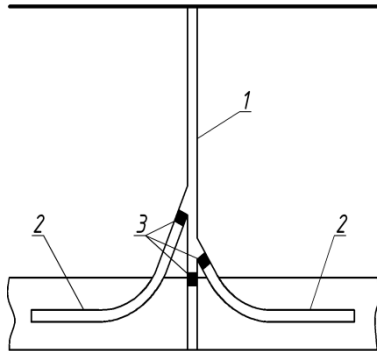


Рис. 1 Профиль многозабойной веерной скважины

Рис. 2 План многозабойной веерной скважины

Конструкция многозабойной скважины имеет основной вертикальный ствол (1, рис. 1), по окончании бурения которого в необсаженном продуктивном интервале ствола скважины устанавливают перфорированный хвостовик. После установки хвостовика основной ствол скважины исследуют на приток и устанавливают клапан (3, рис. 1). Из основного ствола выше продуктивного пласта осуществляют врезку первого бокового ствола (2, рис. 2), горизонтально направленного в области продуктивного пласта. По окончании бурения его в необсаженном продуктивном интервале горизонтального участка бокового ствола устанавливают хвостовик, исследуют первый боковой ствол на приток и устанавливают клапан в месте врезки бокового ствола. Затем аналогично последовательно осуществляют врезку других боковых стволов (3 – 9, рис. 2), горизонтально направленных в области продуктивного пласта. Горизонтальные участки всех боковых стволов, расположенные в продуктивном пласте, направлены симметрично в радиальных направлениях относительно основного вертикального ствола скважины.

После завершения бурения последнего бокового горизонтального ствола и установки хвостовика его исследуют на приток и определяют оптимальный дебит. Затем в скважину спускают погружной насос и осуществляют отбор жидкости из последнего бокового горизонтального ствола (9, рис. 2).

Такая конструкция многозабойной скважины позволяет осуществлять циклическую веерную поинтервальную выработку продуктивных пластов. При отборе жидкости из последнего пробуренного горизонтального ствола контролируют дебит жидкости, давление на забое и обводнённость добываемой жидкости. Если в процессе эксплуатации дебит жидкости уменьшается, т.е. нагнетательные скважины не обеспечивают восстановление давления в пласте, или происходит резкое увеличение обводнённости добываемой продукции, т.е. нагнетаемая вода достигла ствола скважины, то отбор жидкости из последнего горизонтального ствола прекращают. Не прекращая отбора жидкости открывают клапан предпоследнего горизонтального ствола (8, рис. 2), врезка которого расположена ниже последнего горизонтального ствола по оси основного ствола, закрывают клапан последнего ствола (9, рис. 2) и производят отбор жидкости, контролируя дебит жидкости, давление на забое и обводнённость добываемой жидкости.

При этом в контуре интервала дренирования последнего горизонтального ствола, из которого прекратили отбор жидкости, происходит постепенное восстановление давления и перераспределение насыщенностей, стремящихся к равновесному распределению фаз в поровом пространстве пласта. Аналогичным образом последовательно подключают следующие горизонтальные стволы (7 – 2, рис. 2) и осуществляют отбор жидкости из них. На завершающей стадии цикла веерной поинтервальной эксплуатации скважины открывают клапан основного вертикального ствола (1, рис. 2) и производят отбор жидкости из контура дренирования зоны пласта, непосредственно прилегающей к основному стволу скважины. За этот период времени в ранее дренируемых боковыми горизонтально расположенными стволами интервалах пласта восстанавливается давление и равновесное распределение фаз в поровом пространстве пласта.

Далее закрывают клапан вертикального ствола, открывают клапан последнего бокового ствола (с которого начиналась эксплуатация скважины) и производят отбор жидкости, контролируя дебит жидкости, давление на забое и обводнённость добываемой жидкости. Весь цикл веерной поинтервальной эксплуатации многоствольной скважины повторяют в той же последовательности. Эксплуатацию скважины прекращают после максимально возможной выработки запасов нефти из продуктивной части пласта, дренируемого этой скважиной.

Полноту извлечения нефти из пласта характеризует коэффициент нефтеотдачи $K_{но}$, который можно представить в виде произведения трёх коэффициентов [1]:

$$K_{но} = K_c \cdot K_e \cdot K_z.$$

Первый коэффициент K_c называется коэффициентом сетки, который учитывает влияние проектной сетки скважин, охват разработкой балансовых геологических запасов нефти при запроектированной системе скважин, долю неколлектора, шаг случайного изменения коллекторских свойств и приходящуюся на одну скважину площадь пластов.

Второй коэффициент K_e называется коэффициентом вытеснения нефти закачиваемой водой. Он определяется в лабораторных условиях на образцах породы рассматриваемых пластов при достаточно большой прокачке воды. При вытеснении нефти водой K_e изменяется в диапазоне от 0,5 до 0,8. Первые два коэффициента K_c и K_e из балансовых геологических запасов выделяют подвижные запасы.

Третий коэффициент K_z называется коэффициентом заводнения или коэффициентом использования подвижных запасов нефти. Коэффициент K_z учитывает долю извлечения подвижных запасов нефти, неравномерность вытеснения нефти, связанную с технологическими особенностями разработки залежи.

Последовательная поинтервальная выработка части продуктивного пласта, дренируемого веерной скважиной, с многократным повторением циклов позволяет повысить охват заводнением малопродуктивных зонально-неоднородных по проницаемости пластов, увеличить равномерность выработки подвижных запасов нефти из них.

Коэффициент K_z зависит от зональной неоднородности проницаемости нефтяного пласта, характеризуется различной скоростью фильтрации и соответственно скоростью вытеснения нефти из различных интервалов участка пласта, дренируемого скважиной.

Известные гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пластов: нестационарного циклического заводнения и перемены направления фильтрационных потоков предусматривают остановки групп добывающих и нагнетательных скважин, а также перенос линии нагнетания воды. В отличие от известных методов конструкция веерных скважин в процессе их эксплуатации не предусматривает остановки добывающих и нагнетательных скважин при осуществлении этих процессов. Реализация этих процессов достигается последовательным переключением стволов добывающих скважин.

Предлагаемая технология учитывает динамику процесса одновременного обводнения зон коллектора с различной хаотической проницаемостью. Это позволяет вовлечь в процесс фильтрации зоны пласта с низкой проницаемостью, т.е. охватить заводнением все подвижные запасы нефти. При этом коэффициент использования подвижных запасов нефти $K_z \rightarrow 1$. Это позволит увеличить коэффициент нефтеотдачи малопродуктивных зонально-неоднородных пластов в 2 – 3 раза.

Литература

1. Лысенко В.Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 516 с.
2. Ризванов Н.М. Бурение и эксплуатация горизонтальных скважин / Н.М. Ризванов, К.Х. Гайнуллин, Р.Х. Юмашев и др. // Нефтяное хозяйство – М., 1996. – № 2, – С. 12 – 16.

РАЗРАБОТКА МАЛОПРОДУКТИВНЫХ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ СИСТЕМОЙ ВЕЕРНЫХ СКВАЖИН

Д.Р. Исламов

Научный руководитель доцент В.А. Иванов

**Филиал Тюменского государственного нефтегазового университета, г. Нефтеюганск,
Россия**

Разработка нефтяных месторождений осуществляется на двух основных принципиально различных режимах: естественном режиме истощения пластовой энергии и искусственном поддержании пластовой энергии с помощью системы ППД. Реализация режима ППД вместо режима истощения пластовой энергии увеличивает нефтеотдачу пластов [1].

В случае приуроченности залежей трудноизвлекаемых запасов нефти к небольшим по площади и малопредсказуемым в геологическом отношении структурам предпочтительнее площадное заводнение. Для зонально-неоднородных и прерывистых пластов, для которых недостаточно точно определены контуры нефтеносности, систему разработки необходимо строить от центра залежи к периферии, добавляя независимо работающие ячейки скважин.

Рассматривается реальная нефтяная залежь, расположенная в Западной Сибири. Залежь представляет собой монолитный пласт низкой продуктивности, высокой зональной неоднородности и с незначительной эффективной нефтенасыщенной толщиной. Утверждённый коэффициент нефтеотдачи составляет 0,19. Разработка залежи вертикальными скважинами нерентабельна.

На рис. 1 приведена пятиточечная схема размещения веерных добывающих 1 и вертикальных нагнетательных 2 скважин на участке залежи, 2σ – расстояние между соседними скважинами, L – перфорированный участок горизонтального ствола скважины. Отличие от стандартной пятиточечной схемы

размещения скважин заключается в том, что добывающие скважины представляют собой многозабойные веерные скважины.

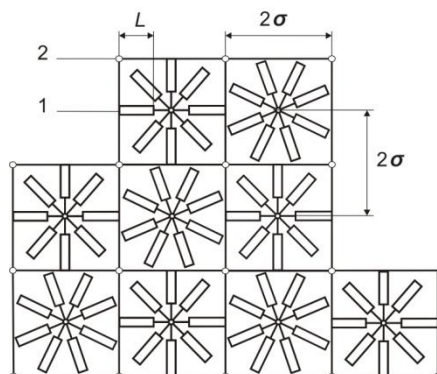


Рис. 1 Схема размещения вертикальных нагнетательных и веерных добывающих скважин

При пятиточечной схеме заводнения в центре квадрата располагается добывающая скважина, а в четырех углах квадрата расположены нагнетательные скважины. Каждая нагнетательная скважина при этом обслуживает четыре добывающие скважины. К каждой добывающей скважине фронт вытесняющей воды подходит симметрично с четырех разных сторон.

Обоснование эффективности предлагаемой системы разработки проводилось по методике, разработанной В.Д. Лысенко [1]. Полноту извлечения нефти из пласта характеризует коэффициент нефтеотдачи $K_{но}$, который можно представить в виде произведения трёх коэффициентов [1]

$$K_{но} = K_c \cdot K_g \cdot K_3. \quad (1)$$

Первый коэффициент K_c называется коэффициентом сетки, который учитывает влияние проектной сетки скважин, охват разработкой балансовых геологических запасов нефти при запроектированной системе скважин, долю неколлектора, шаг случайного изменения коллекторских свойств и приходящуюся на одну скважину площадь пластов. Коэффициент сетки определяется по формуле:

$$K_c = e^{-\left(\frac{w^2 \cdot S^4}{d^2}\right)} = e^{-\left(\frac{w \cdot 2\sigma}{d}\right)^2} \quad (2)$$

где $w = 0,23$ – доля участков неколлектора; $2\sigma = 600$ м – расстояние между добывающими скважинами, $d = 300$ м – средний геометрический размер зональной хаотической изменчивости проницаемости. Для приведённых значений параметров нефтяного пласта коэффициент сетки составляет $K_c = 0,809$.

Второй коэффициент K_g называется коэффициентом вытеснения нефти закачиваемой водой. Он определяется в лабораторных условиях на образцах породы рассматриваемых пластов при достаточно большой прокачке воды. При вытеснении нефти водой K_g изменяется в диапазоне от 0,5 до 0,8. По рассматриваемому нефтяному пласту он составляет $K_g = 0,61$.

Третий коэффициент K_3 называется коэффициентом заводнения или коэффициентом использования подвижных запасов нефти, который определяется по формуле:

$$K_3 = K_{зн} + \left(K_{зк} - K_{зн} \right) A \quad (3)$$

где $K_{зн} = \frac{1}{1,2 + 4,2 \cdot V^2}$ – коэффициент заводнения за начальный безводный период,

$K_{зк} = \frac{1}{0,95 + 0,25 \cdot V^2}$ – конечный коэффициент заводнения; V^2 – показатель результирующей

неравномерности вытеснения нефти в добывающую скважину; A – предельная расчётная доля вытесняющего агента в дебите жидкости добывающей скважине.

Геометрическая неравномерность вытеснения нефти агентом V_3^2 , которая учитывает схему взаимного расположения добывающих и нагнетательных скважин, их вид (вертикальные они или горизонтальные) рассчитывается по формуле:

$$V_3^2 = \frac{2}{3} \cdot \frac{M - 1}{M} \quad (4)$$

где $M = \frac{L_{max}}{L_{min}}$ – соотношение длин самой длинной L_{max} и самой короткой L_{min} линий тока, соединяющих

добывающую скважину с нагнетательной. В случае эксплуатации многозабойной веерной скважины при последовательном подключении только одного ствола геометрическая неравномерность вытеснения нефти агентом в процессе эксплуатации скважины изменяется. В различные моменты времени эксплуатируется либо вертикальный ствол, либо один из боковых горизонтальных стволов, расположенный под углом θ к линии, соединяющей добывающие скважины (рис. 2).

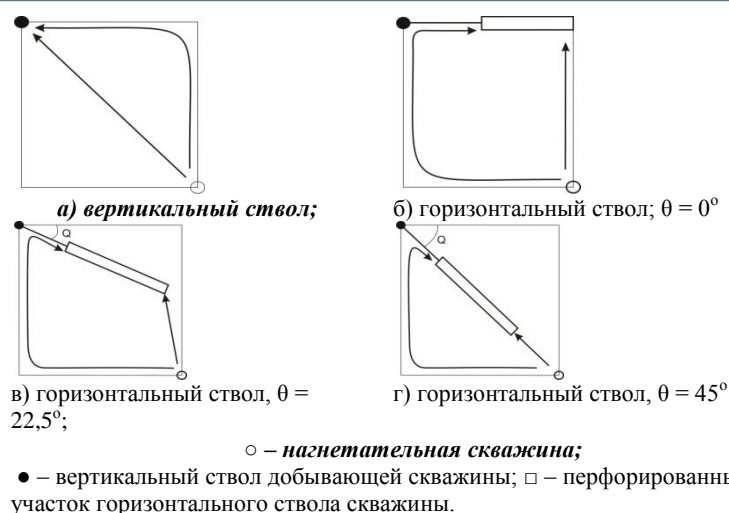


Рис. 2 Схема размещения вертикального ствола и горизонтальных стволов добывающих скважин и вертикальных нагнетательных скважин.

При пятиточечной схеме заводнения в центре квадрата располагается добывающая скважина, а в четырёх углах квадрата расположены нагнетательные скважины. Каждая нагнетательная скважина при этом обслуживает четыре добывающие скважины. К каждой добывающей скважине фронт вытесняющей воды подходит симметрично с четырёх разных сторон. Среднее арифметическое значение V_3^2 по всем возможным вариантам составляет:

$$\langle V_3^2 \rangle = \frac{\sum_{i=1}^{18} \langle V_3^2 \rangle_i}{18} = 1,285 \quad (5)$$

Неравномерность стягивания фронта вытеснения V_2^2 , определённая по значению $\langle V_3^2 \rangle$, составляет 0,876. Коэффициент использования подвижных запасов нефти равен $K_3 = 0,4317$, а коэффициент нефтеотдачи пласта:

$$K_{но} = K_c \cdot K_g \cdot K_3 = 0,809 \cdot 0,61 \cdot 0,4317 = 0,213. \quad (6)$$

Полученное значение $K_{но} = 0,213$ превышает утверждённый коэффициент нефтеотдачи $K_{но} = 0,19$. Это связано с тем, что при определении неравномерности стягивания фронта вытеснения V_2^2 использовалось среднее арифметическое значение геометрической неравномерности вытеснения нефти агентом V_3^2 по всем возможным вариантам расположения горизонтальных участков стволов веерных скважин. Потенциально возможный эффект увеличения коэффициента нефтеотдачи связан с увеличением коэффициента использования подвижных запасов нефти K_3 .

Предлагаемая технология веерной поинтервальной выработки продуктивных пластов учитывает динамику процесса неодновременного обводнения зон коллектора с различной хаотической проницаемостью. Это позволяет вовлечь в процесс фильтрации зоны пласта с низкой проницаемостью, т.е. охватить заводнением все подвижные запасы нефти. При этом коэффициент использования подвижных запасов нефти $K_3 \rightarrow 1$. Коэффициент нефтеотдачи пласта в этом случае будет равен

$$K_{но} = K_c \cdot K_g \cdot K_3 = 0,809 \cdot 0,61 \cdot 1 = 0,493 \quad (6)$$

т.е. увеличивается в 2,5 раза по сравнению с утверждённым коэффициентом нефтеотдачи.

Анализ накопленного опыта бурения показывает, что стоимость 1 м проходки горизонтально-разветвлённой части ствола на 30 – 40 % выше стоимости бурения 1 м вертикальной скважины. Себестоимость строительства разветвлённых горизонтальных скважин в 1,6 раза выше себестоимости строительства вертикальных скважин, дебиты разветвлённых горизонтальных скважин в среднем в 5,3 раза больше, чем вертикальных. Удельные капиталовложения на 1 м³ добытой нефти из разветвлённых горизонтальных скважин в 2,2 раза меньше, чем по соседним вертикальным скважинам [2].

Бурение разветвлённых горизонтальных скважин дороже бурения вертикальных скважин, но повышение продуктивности разветвлённых горизонтальных скважин, увеличение нефтеотдачи пласта столь существенны, что экономическая эффективность значительно превышает первоначальные затраты на строительство разветвлённых горизонтальных скважин.

Литература

1. Лысенко В.Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 516 с.
2. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин / Под ред. Г.П. Зозули. – М.: Издательский центр «Академия», 2009. – 176 с.

**РАЦИОНАЛЬНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗКИ НА КОМПЛЕКТНЫХ
ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЯХ (КТПН) С ЦЕЛЬЮ МИНИМИЗАЦИИ ПОТЕРЬ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РН-ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ**

О.С. Калафат

Научный руководитель доцент Б.В. Лукутин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Нерациональная загрузка кустовых трансформаторных подстанций приводит к увеличению энергозатрат на добычу нефти. Работавшие ранее в оптимальном режиме КТПН вследствие перевода части скважин в нагнетательный фонд, а части – в бездействующий, оказались недогружены. Экспериментальная зависимость КПД КТПН от присоединительной нагрузки представлена на рисунке 1 (зависимость для КТПН-300) [1].

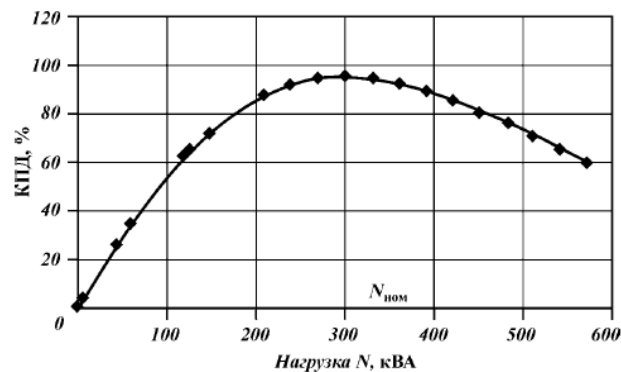


Рис. 1 Экспериментальная зависимость КПД от нагрузки для КТПН

Из данного рисунка становится ясно, что КПД трансформаторной подстанции имеет выраженный максимум, который достигается при совершенно определенной нагрузке.

Для того чтобы экстраполировать значения для КТПН данной мощности (300 кВА) на остальные подстанции, представленные на кустовых площадках РН-Юганскнефтегаз, необходимо перестроить эту зависимость в координатах с безразмерными осями. В данном случае, новая зависимость будет представлена в координатах КПД-Загрузка (отношение нагрузки КТПН к его номинальной мощности).

В результате этого получим следующую зависимость (рис. 2). Данные аппроксимируется уравнением третьей степени с величиной достоверности аппроксимации равной 0,9995.

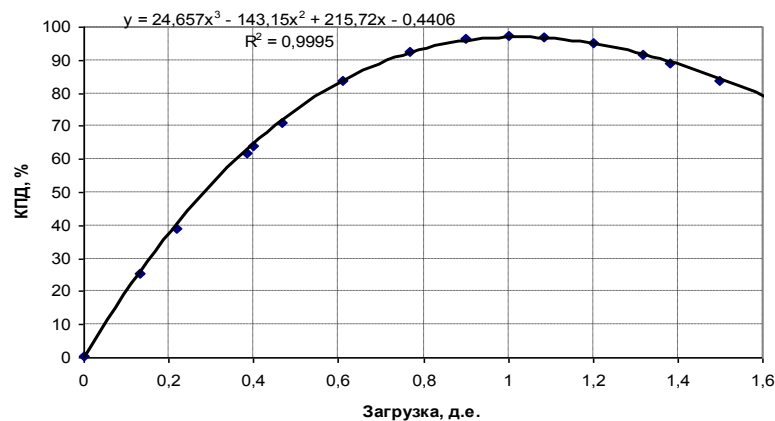


Рис. 2 Зависимость КПД от загрузки

Рассматривая степень загрузки КТПН можно убедиться, что она носят случайный характер. На рис. 3 представлена гистограмма распределения долей трансформаторных подстанций определенной мощности Петелинского месторождения для диапазона загрузки.

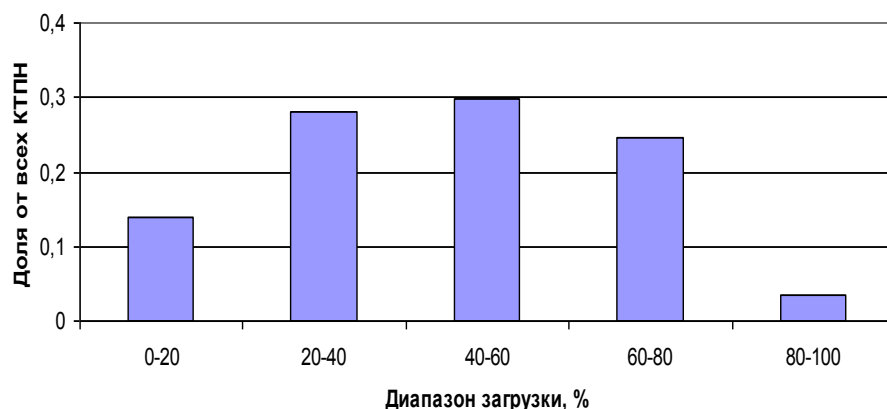


Рис. 3 Гистограмма количества КТПН, как доли от общего числа, в диапазоне загрузки

Из представленной гистограммы видно, что в диапазоне загрузки 0 – 60 % работают 72 % от общего числа КТПН. Только 24 % работают в допустимом режиме с максимально возможным КПД.

Перераспределение нагрузок между КТПН для достижения максимального КПД по каждому КТПН возможно переключением станций управления (СУ) УЭЦН с одной трансформаторной подстанции на другую.

Для примера рассмотрим 1-ый куст Петелинского месторождения, где имеется три КТПН номинальной мощности 250, 250 и 630 кВА. В таблице 1 представлены подключение оборудования.

Таблица 1

Подключение силового оборудования 1-ого куста Петелинского месторождения

Номер скважины	Мощность привода, кВт	Номер КТПН
57	70	3
362	45	3
482	32	1
790	80	1
849	63	3

Мощность потребления, выраженная в кВА, может быть найдена по следующей формуле:

$$S = \sum P_{дв.ном.} \cdot \frac{k_{з.ср.}}{\eta_{ср.} \cdot \cos \varphi_{ср.}}; \quad (1)$$

где $\sum P_{дв.ном.}$ - общая номинальная мощность электродвигателей, кВт;

$k_{з.ср.}$ - среднее значение коэффициентов загрузки электродвигателей, принимаем равным 0,56 д.е.;

$\eta_{ср.}$ - среднее значение КПД электродвигателей, принимаем равным 0,83 д.е. (паспортные данные);

$\cos \varphi_{ср.}$ - среднее значение коэффициента мощности, принимаем равным 0,85 д.е. (паспортные данные).

Данные по КПД и потребляемой мощности представлены в табл. 2.

Таблица 2

Данные по КТПН 1-ого куста Петелинского месторождения

Номер КТПН	Номинальная мощность, кВА	Присоединительная нагрузка, кВА	Загрузка, д.е.	КПД, %	Потребляемая из сети мощность, кВА
1	250	88,9	0,3556	59,27	188,94
2	250	0	0	0	0
3	630	141,3	0,2243	41,01	433,96

Суммарная потребляемая мощность составит 622,91 кВА.

КПД находится из полученного ранее уравнения $\eta = 24,657 \cdot \beta^3 - 143,15 \cdot \beta^2 + 215,72 \cdot \beta - 0,4406$, где β – загрузка КТПН, %.

Оптимальное распределение оборудования между КТПН можно найти из условия, что сумма потребляемой мощности по всем КТПН будет минимальной, т.е. $\sum N_{\text{потр. } i} = \sum N_{\text{пр. } i} / \eta_i \rightarrow \min$. Определить минимум функционала можно с помощью средства MS Excel «Поиск решения», задавшись условиями, что $0 \leq N_{\text{пр. } i} \leq 0.8 \cdot N_{\text{ном. } i}$ (из условия неаварийной работы оборудования) и возможностью получения найденной присоединительной нагрузки переключением силового оборудования. Найденные значения, полученные переключением всего оборудования на КТПН-630, представлены в табл.3.

Таблица 3

Данные по КТПН 1-ого куста Петелинского месторождения после оптимизации

Номер КТПН	Номинальная мощность, кВА	Присоединительная нагрузка, кВА	Загрузка, д.е.	КПД, %	Потребляемая из сети мощность, кВА
1	250	0	0	0	0
2	250	0	0	0	0
3	630	230,19	0,3653	60,47	479,56

Суммарная потребляемая мощность по КТПН 1-ого куста составит 479,56 кВА. В результате переключения силового оборудования, потребляемая из сети мощность снизится на 143,34 кВА. Если рассмотреть всё Петелинское месторождение, то суммарное снижение потребляемой мощности составит 3569 кВА (с 19685 кВА до 16116 кВА). Однако данное значение было получено без учета расположения КТПН на кустовых площадках, для того чтобы исключить дополнительные работы по ростке кабеля или его перетаскивания из одного положения в другое, была рассмотрена ситуация только с рядом стоящими КТПН. В результате этого получаем, что суммарное снижение потребляемой мощности по Петелинскому месторождению составит 2598 кВА (с 19685 кВА до 17087 кВА).

Литература

1. Байков И.Р., Смородов М.А. Методы анализа надежности и эффективности систем добычи и транспорта углеводородного сырья. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 275 с.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ПОТОВОТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ НА 1 БЛОКЕ АРХАНГЕЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В.В. Каменев

Научный руководитель доцент Л.В. Вишнякова

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

В условиях прогрессирующего обводнения нефтяных месторождений и опережающей выработки наиболее продуктивных пластов одним из резервов сохранения достигнутых уровней добычи нефти в старых нефтедобывающих регионах страны, к которым относится республика Татарстан, является повышение степени извлечения нефти. Это может быть достигнуто в результате совершенствования системы разработки нефтяных месторождений, широкого внедрения методов увеличения нефтеотдачи пластов, массового проведения геолого-технических мероприятий. Поскольку основным способом разработки нефтяных месторождений Татарстана является заводнение нефтяных пластов, вполне закономерно развитие таких способов повышения нефтеотдачи, которые могут использоваться при существующей системе разработки. Не последнее место в ряду используемых в Татарстане методов воздействия на пласт занимает закачка СПС (сшитых полимерных систем). Большой опыт применения данной технологии накоплен в НГДУ «Ямашнефть», где на I блоке тульского горизонта с 1995 года внедряется закачка СПС. Архангельское нефтяное месторождение введено в разработку в 1979 году. Промышленные скопления нефти приурочены к двум этажам нефтеносности: нижнему и среднему карбону. В отложениях нижнего карбона продуктивными являются отложения тульского горизонта, в котором прослеживаются 4 пласта-коллектора: $C_{\text{тл1}}$, $C_{\text{тл2}}$, $C_{\text{тл3}}$, $C_{\text{тл4}}$. Наиболее выдержанным является пласт $C_{\text{тл4}}$, в котором сосредоточены основные промышленные запасы горизонта.

Месторождение в плане эксплуатации разделено на блоки. I блок с 1981 года разрабатывается с поддержанием пластового давления путем закачки пресной воды в приконтурные и внутриконтурные нагнетательные скважины. В результате этого интенсивно росла обводненность продукции скважин. По результатам анализов скважины обводнялись закачиваемой и пластовой водой плотностью 1,01 – 1,16 г/см³.

Таблица

Краткая геолого-физическая характеристика продуктивного пласта

Параметры	Единицы измерения	Значения	
Средняя глубина залегания	м	1000	
Тип залежи		пластовый	
Тип коллектора		терригенный	
Средняя нефтенасыщенная толщина	м	6,1	
Пористость	%	22,2	
Проницаемость	По керну	мкм ²	0,467
	По гидр. иссл.	мкм ²	0,685
Начальная нефтенасыщенность	доли ед.	0,843	
Начальная водонасыщенность	доли ед.	0,157	
Коэффициент песчаности	доли ед.	0,5	
Коэффициент расчлененности	доли ед.	1,46	
Коэффициент вытеснения	доли ед.	0,56	
Коэффициент вариации проницаемости	доли ед.	0,96	
Начальное пластовое давление	МПа	11,0	
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа·с	40,9	
Плотность нефти в пластовых условиях	т/м ³	0,874	
Плотность нефти в поверхностных условиях	т/м ³	0,91	
Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1,053	
Содержание серы в нефти	%	3,8	
Давление насыщения нефти	МПа	4,09	
Газосодержание нефти	м ³ /т	19,0	
Вязкость воды в пластовых условиях	мПа·с	1,61	
Плотность воды в пластовых условиях	т/м ³	1,15	
Проектный коэффициент нефтеизвлечения	доли ед.	0,42	

В связи с этим было принято решение о внедрении технологии закачки СПС с целью ограничения водопритока к забоям добывающих скважин. Мероприятия по закачке композиции СПС были начаты в сентябрь-ноябре 1995 года. Первоначально в скважины 4105, 4112, 4109, 4123, 4127 и 4116^а. Таким образом, под воздействием оказалась вся центральная часть 1 блока. В дальнейшем с периодичностью раз в год обработки повторялись. С 2000 года к закачки композиции были подключены скважины 4120, 4417, 4674. Весь блок был охвачен процессом полимерного воздействия путем закачки СПС во внутриконтурные нагнетательные скважины.

Выводы

1. Технология комплексной закачки сшивающихся полимерных композиций является универсальной для регулирования разработки за счет увеличения охвата пластов заводнением, выравнивая неоднородность призабойной и удаленной зон залежей, находящихся на любой стадии разработки.

2. Системное применение технологии на всей территории залежей (пример Архангельского месторождения) позволяет удерживать добычу нефти в течении нескольких лет.

3. Технология позволяет получать хорошие результаты: снижение обводненности достигает 44 пунктов, удельная эффективность может достигать высоких значений, равных 3232 тонн дополнительной нефти на скважино-обработку

4. Технология хорошо проявляет себя в сложных геологических условиях.

ВЛИЯНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ РЕЖИМА ОТБОРОВ НА ТЕМП СНИЖЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ПРИ ПУСКЕ СКВАЖИНЫ В РАБОТУ

У.М. Карнаухова, С.В. Скородумов, А.З. Гафинец

Научный руководитель профессор М.Л. Карнаухов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Изменение режима работы скважины происходит как во время пуска скважин в длительную эксплуатацию, так и при выполнении целевых исследований, например с помощью УОС, свабов, а также испытателей пластов. В тех случаях, когда ствол скважины несущественно влияет на характер изменения давления в пласте после пуска скважины в работу с постоянным дебитом, давление в скважине может быть

определено в соответствии с аналитическими зависимостями типа $E_i(x)$ - функции. При работе скважины с изменением режима в несколько этапов при различных дебитах, функция изменения давления будет являться комбинацией из $E_i(x)$ – функций.

На графике (рис. 1) в качестве примера приведены кривые изменения давления и дебита ($q_1 - q_5$) в скважине в периоды времени $T_1 - T_5$.

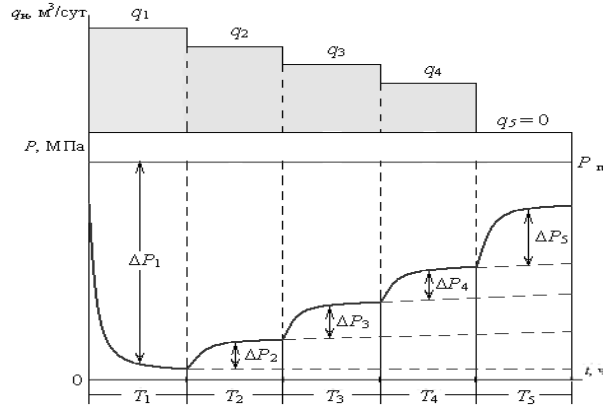


Рис. 1 Схема работы скважины с переменным дебитом

Такой способ замеров характерен для испытания фонтанной скважины на различных режимах.

Применим метод суперпозиции для потоков при различных дебитах в виде суммирования дополнительных перепадов давления в рассматриваемой скважине. А именно, условно рассмотрим «несколько скважин», находящихся в одной точке, запущенных в работу в разное время.

Перепад давления на первом этапе в интервале времени $0 < t < T_1$ в скважине работающей с дебитом q_1 . Скважина работает в условиях пониженной проницаемости призабойной зоны. Перепад давления выразится следующим образом:

$$\Delta P_1 = (P_{nl} - P_c)_1 = \frac{q_1 \mu}{4\pi k h} \left(\ln t + \ln \frac{4\chi t}{\gamma r_c^2} + s \right) \quad (1)$$

Далее, с момента времени T_1 скважина продолжает работать с дебитом q_1 и начинает работать с дополнительным дебитом $(q_2 - q_1)$ в период $T_1 < t < T_2$. Время работы на втором этапе будет определяться как $t - T_1$.

$$\Delta P_2 = (P_{nl} - P_c)_2 = \frac{(q_2 - q_1) \mu}{4\pi k h} \left(\ln(t - T_1) + \ln \frac{4\chi t}{\gamma r_c^2} + s \right) \quad (2)$$

Аналогично запишется выражение для третьего и последующих этапов работы скважины:

$$\Delta P_3 = (P_{nl} - P_c)_3 = \frac{(q_3 - q_2) \mu}{4\pi k h} \left(\ln(t - (T_1 + T_2)) + \ln \frac{4\chi t}{\gamma r_c^2} + s \right) \quad (3)$$

Таким образом, общее снижение давления в скважине определится с учетом всех изменений дебита скважины:

$$\begin{aligned} (P_{nl} - P_c) &= (\Delta P_1) + (\Delta P_2) + (\Delta P_3) = \\ &= \frac{q_1 \mu}{4\pi k h} \left(\ln t + \ln \frac{4\chi t}{\gamma r_c^2} + s \right) + \\ &+ \frac{(q_2 - q_1) \mu}{4\pi k h} \left(\ln(t - T_1) + \ln \frac{4\chi t}{\gamma r_c^2} + s \right) + \\ &+ \frac{(q_3 - q_2) \mu}{4\pi k h} \left(\ln(t - (T_1 + T_2)) + \ln \frac{4\chi t}{\gamma r_c^2} + s \right) + \\ &+ \frac{(q_4 - q_3) \mu}{4\pi k h} \left(\ln(t - (T_1 + T_2 + T_3)) + \ln \frac{4\chi t}{\gamma r_c^2} + s \right) + \\ &+ \frac{(0 - q_4) \mu}{4\pi k h} \left(\ln(t - (T_1 + T_2 + T_3 + T_4)) + \ln \frac{4\chi t}{\gamma r_c^2} + s \right). \end{aligned} \quad (4)$$

По данному алгоритму составлена программа для компьютерной обработки данных и построения кривой изменения давления в различные моменты времени в зависимости от дебита скважины.

На рис. 2 показана диаграмма давления, полученная при расчете давлений по формуле (3.4) для пласта с проницаемостью 0,1 Д, толщиной 10 м, и вязкостью пластового флюида 1сП. Дебит притока на первом режиме – 100 м³/сут, на втором – 90 м³/сут. Время первого режима - 1100 час, второго 1600 час, время КВД – 400 час. Расчеты выполнены для 5 значений скин-эффекта.

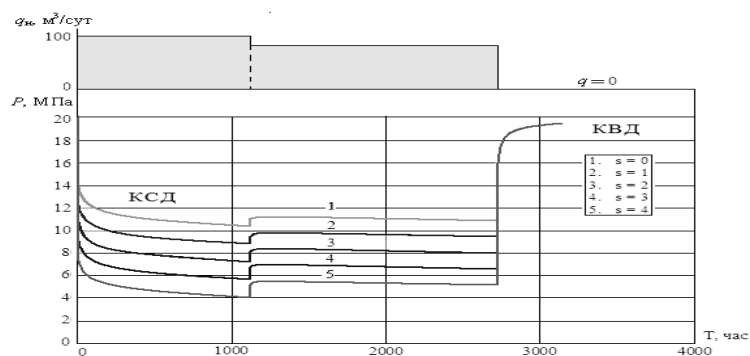


Рис. 2 Диаграммы давления, рассчитанные по формуле (3.4) для различных величин параметров скин-эффекта

Как видно, при смене режима отбора изменяется давление с формированием следующего стабилизированного участка. Такой подход позволяет смоделировать весь процесс испытания на всех режимах и, следовательно, позволяет найти совпадающую кривую при сравнении расчетной диаграммы с фактической. Это достигается путем варьирования параметров моделируемого процесса.

Литература

1. Карнаухов М.Л., Пьянкова Е.М. Исследования скважин при контроле за разработкой нефтяных месторождений // Тр. Всерос. науч.-техн. конф.: Большая нефть: реалии, проблемы, перспективы, Альметьевск, 2001, Т.1 – 347 с.
2. Карнаухов М.Л. Справочник по испытанию скважин. – М: ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 376 с.
3. Карнаухов М.Л., Сидоров А.Г., Пьянкова Е.М., Посохов Д.Н. Совершенствование методов интерпретации результатов ГДИ скважин // Материалы Всерос. науч.-техн. конф.: Проблемы развития топливно-энергетического комплекса Западной Сибири на современном этапе. – Тюмень: Вектор Бук, 2001, – 283 с.

АЛГОРИТМ ИДЕНТИФИКАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ

М.А. Кондратенко, В.А. Федоров

Научный руководитель доцент В.В. Фомин

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Известны классические методы интерпретации гидродинамических исследований скважин по кривым восстановления давления и кривым падения давления [1]. Эти методы лежат в основе программных комплексов, которые используются специалистами нефтяной промышленности для обработки данных гидродинамических исследований скважин.

Важно отметить, что в российской нефтегазовой промышленности в большинстве случаев происходит обработка данных гидродинамических исследований скважин не в реальном времени. Измерение параметров идет в течение ограниченного времени и требует остановки (планового или аварийного) скважины, что влечет финансовые потери для компании.

На данный момент разрабатывается ряд предложений по модернизации измерительной техники, в том числе проект применения термоманометрических систем, целью которого является создание базы данных по термоманометрическим системам для решения задач подбора оборудования и геолого-гидродинамического моделирования. Это дает ряд преимуществ, например, увеличение точности определения забойного и пластового давления; определения фильтрационно-ёмкостных параметров пласта без привлечения подрядных геофизических предприятий; использование реальных ежедневных значений забойного давления для построения гидродинамической модели.

В условиях повсеместного охвата месторождений новой измерительной техникой возникает потребность в автоматических или полуавтоматических алгоритмах обработки специально проведенных или спонтанных методов кривым восстановления давления и кривым падения давления. В литературе представлены хорошие результаты работы таких алгоритмов, например, на базе метода наименьших квадратов [2] и адаптивной настройки параметров модели [4].

Рассмотрим один из вариантов построения алгоритма оценивания параметров притока в нефтяной скважине на базе метода наименьших квадратов для базовой модели, рассмотренной в [3]. Математическая модель скважинной системы имеет вид:

$$\begin{cases} \frac{dP_1(t)}{dt} = W_1(P_2(t) - P_1(t)) - q(t), \\ \tau_2 \frac{dP_2(t)}{dt} = W_2(P_0 - P_2(t)) - W_1(P_2(t) - P_1(t)). \end{cases} \quad (1)$$

с начальными условиями: $P_1(0) = P_2(0) = P_0$. В системе уравнений (1) введены следующие обозначения: переменные состояния - $P_1(t)$ и $P_2(t)$ - давление в забое и призабойной зоне соответственно [МПа]; $q(t)$ - расход жидкости через насос [м³/сут]: $q(t) = q_0 \cdot u(t)$, где $u(t) = \begin{cases} 1, 0 < t \leq T, \\ 0, T < t \leq \infty. \end{cases}$; W_1 и W_2 - зональные гидропроводности переходов из призабойной зоны в забой и из пласта в призабойную зону соответственно [м³/(сут·МПа)]; τ_2 - упругость призабойной зоны [м³/МПа]; P_0 - давление на контуре питания [МПа].

Выполнив переход к описанию системы уравнений (1) в дискретном времени, для начальных условий и значений параметров системы (таблица 1) построили кривые давлений $P_1(t)$, $P_2(t)$ и расхода $q(t)$ в скважине (рис. 1). Параметр $T = 50$ определили в ходе экспериментов в Matlab как $T=t_{уст}$ кривых $P_1(t)$ и $P_2(t)$.

Таблица 1

Значения параметров скважинной системы

τ_2	W_1	W_2	q_0	P_0	Δt	T_1	T_2	$P_1(0)$	$P_2(0)$
м ³ /МПа	м ³ /(сут·МПа)	м ³ /сут	МПа	сут	-	-	МПа	МПа	
15	33	180	300	22	0.01	T	$2T$	22	22

Математическую модель (1) запишем в регрессионном виде:

$$P_1(t) = c^T x,$$

где $C^T = [C_1 \ C_2 \ C_3 \ C_4 \ C_5]$, $x^T = [-\ddot{P}_1(t) \ -\dot{P}_1(t) \ -\dot{q}(t) \ -q(t) \ 1]$, и C_i будет определяться по следующим равенствам:

$$\begin{aligned} C_1 &= \frac{\tau_2}{W_1(W_1 + W_2) - W_1^2}; & C_2 &= \frac{W_1 + W_2 + W_1\tau_2}{W_1(W_1 + W_2) - W_1^2}; & C_3 &= \frac{\tau_2}{W_1(W_1 + W_2) - W_1^2}; \\ C_4 &= \frac{W_1 + W_2}{W_1(W_1 + W_2) - W_1^2}; & C_5 &= P_0. \end{aligned}$$

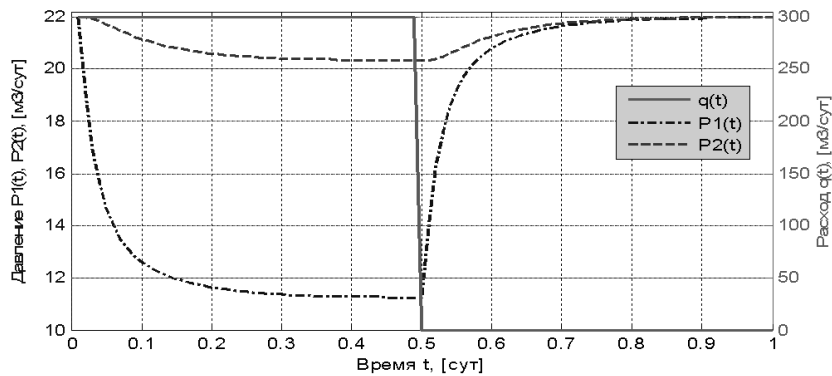


Рис. Кривые давления $P_1(t)$, $P_2(t)$ и расхода в скважине $q(t)$

В ходе идентификации параметров по схеме метода наименьших квадратов определили численное значение: 1) $C^T = \langle C_1 \ C_2 \ C_3 \ C_4 \ C_5 \rangle$ и 2) $\langle W_1 \ W_2 \ \tau_2 \ P_0 \rangle$ при имеющихся наблюдениях $I = \langle P_1(t); q(t) \rangle$ и сравнили с заданными параметрами в таблице 1.

Таблица 2

Идентификация параметров на промежутке				
$t \in (0; T_2)$	$t \in (0; T_1)$	$t \in (T_1; T_2)$	$t \in (0; T_1 + n)$	$t \in (T_1 - n; T_2)$
$C^T = \langle C_1 \ C_2 \ C_3 \ C_4 \ C_5 \rangle$				
$C = \begin{bmatrix} 0.0025 \\ 0.1192 \\ 0.0025 \\ 0.0359 \\ 22 \end{bmatrix}$	$C = \begin{bmatrix} 0.0042 \\ 0.1192 \\ -0.0313 \\ 0 \end{bmatrix}$	$C = \begin{bmatrix} 0.0025 \\ 0.1192 \\ 22 \end{bmatrix}$	$C = \begin{bmatrix} 0.0025 \\ 0.1192 \\ 0.0025 \\ 0.0359 \\ 22 \end{bmatrix}$	$C = \begin{bmatrix} 0.0025 \\ 0.1192 \\ 0.0025 \\ 0.0359 \\ 22 \end{bmatrix}$
$\delta C_i = 0$	Погрешность измерений: $\delta C_1 = 68\%$, $\delta C_3 = 187\%$, $\delta C_2 = 0$, $\delta C_4 = 100\%$.	$\delta C_i = 0$	$\delta C_i = 0$	$\delta C_i = 0$

По результатам сравнения параметров в ряде случаев было отмечено отсутствие погрешностей в определении численных значений коэффициентов и параметров притока. Данные временные промежутки соответствуют полному периоду изменения кривых давления $t \in (0; T_2)$, и периодам падения давления $t \in (0; T_1 + n)$ и восстановления давления $t \in (T_1 - n; T_2)$ с расширенными границами. В остальных случаях, соответствующих областям падения $t \in (0; T_1)$ и восстановления $t \in (T_1; T_2)$ давления, наблюдается появление погрешностей в результатах идентификации параметров. Для оценки чувствительности алгоритма идентификации к помехе в измерительном тракте проводилось исследование, из которого следует, что алгоритмы данного типа устойчивы к наличию помехи в измерительном канале до 5% от уровня измеряемого сигнала.

Литература

- Бузинов С. Н., Умрихин И. Д. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. – М.: Недра, 1973. – 246 с.
- Соловьев И.Г., Говорков Д.А. Факторы устойчивости МНК-оценок параметров модели притока вертикальной скважины // НТЖ Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГЭ», 2009. – №9. С. 31 – 36.
- Соловьев И.Г., Говорков Д.А., Фомин В.В. Модель и динамика переходных режимов нефтяных скважин // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2008. – М.: "ВНИИОЭНГ". – №6 – С. 11 – 17.
- Solovyev Iliya G., Fomin Vitaliy V. Adaptive Observer Design for Hydrodynamic States of an Oil-Well // Proceedings of 18th International Conference on Control Systems and Computer Science (CSCS-18, May 24 – 27, 2011, POLITEHNICA University of Bucharest) – Bucharest: EDITURA POLITEHNICA PRESS, Vol. 1, pp. 258 – 261. (in Romania) ISSN: 2066 – 4451

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГТМ НА ТАРХАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (НА ОСНОВАНИИ РЕКОМЕНДАЦИЙ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ)

Д.А. Костин

Научный руководитель доцент Л.В. Вишнякова
Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Залежь нефти пласта В1 (Т1) Тарханского месторождения введена в разработку в марте 1955 года. Разработка объекта осуществляется самостоятельной сеткой скважин (500*500м). Как было отмечено в предыдущей работе по результатам обработки данных индикаторных исследований очевидно, что совершенствование системы разработки с целью продления рентабельного периода, отбора остаточных извлекаемых запасов и приращение конечного коэффициента нефтеотдачи может быть достигнуто только за счет сокращения доли фильтрационных каналов для воды связанных с каналами НФС.

Для данного участка было рекомендовано проведение геолого-технических мероприятий (ГТМ) со стороны нагнетательных скважин по технологии выравнивания профиля приемистости, в целях перераспределения потоков нагнетаемой воды и снижения расхода воды по промытым высокопроницаемым слоям с аномально высоким темпом выработки запасов. На залежи нефти пласта В1(Т1), было осуществлено мероприятий по выравниванию профиля притока по двум рядом стоящим нагнетательным скважинам №45 и

119. В связи с общей границей, участок реагирующих добывающих скважин состоит из 7 единиц: №112, 114, 115, 116, 122, 221, 232 (рис.1.)

Оценка эффективности осуществлялась по всему участку реагирующих скважин в сумме и представлена по двум кривым падения на графиках и в таблицах. Закачка композиции проводилась в марте 2009.

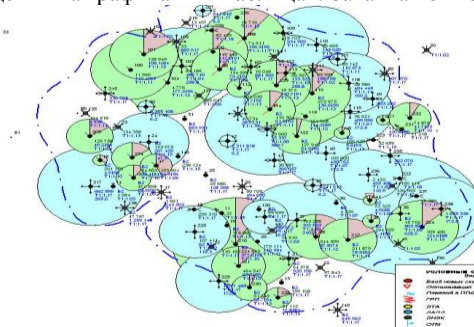


Рис.1 Участок реагирующих добывающих скважин

В основе оценки эффективности от мероприятий по методам повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти был использован метод Decline Curve, основанный на использовании кривых падения и кривых увеличения объема объекта анализа (скважина, участок, месторождение), которые представляют собой следующие зависимости:

1. Обводненность объемная в процентах – Накопленная добыча нефти в м³;
2. Дебит по нефти в тоннах/сутки – Накопленная добыча нефти в т.

Оценка эффективности заключается в сравнении прогнозных показателей разработки объекта анализа по базовому варианту (до воздействия) с показателями разработки по варианту с методом (после воздействия). При этом рассчитывается дополнительная добыча нефти, полученная в результате проведения мероприятий по методам повышения нефтеотдачи и интенсификации добыче нефти.

Базовый вариант – рассчитывается по фактическим показателям разработки объекта анализа за период, предшествующий воздействию методов повышения нефтеотдачи и интенсификации добыче нефти.

Вариант с методом – фактические показатели разработки, полученные после проведения мероприятий по повышению нефтеотдачи и интенсификации добыче нефти (после воздействия).

Результаты по WCT_M(CumOil_M)

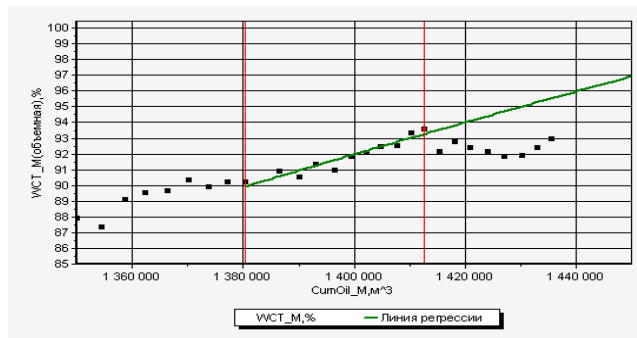


Рис.2 Уравнение регрессии: $(-20,1082357E+07) / X + (23,5605743E+01)$
Коэффициент детерминации: $R^2= 0,9142$

Результаты по OilRate_T(CumOil_T)

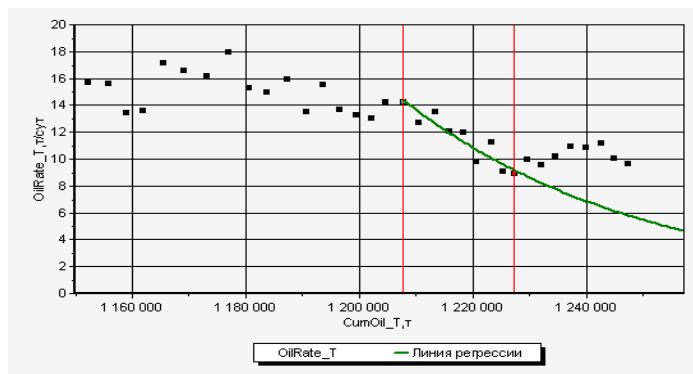


Рис.3 Уравнение регрессии: $(10,6161508E+172) * (X ^ (-28,2584312E+00))$
Коэффициент детерминации: $R^2= 0,8432$

Величина дополнительно добытой нефти за период расчёта, равный 8 месяцам с момента проведения мероприятия (средняя по двум зависимостям) равна 2491 т. При этом обводнённость продукции скважин по участку снизилась на 2,5 %, прирост по дебиту нефти составил до 4,7 т/сут.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ КОНДЕНСАТООТДАЧИ НА УСТАНОВКЕ PVT–СООТНОШЕНИЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ УРЕНГОЙКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Е.И. Краснова

Научный руководитель профессор С.И. Грачев

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Важнейшим показателем, характеризующим разработку месторождения, является коэффициент извлечения конденсата (КИК), представляющий собой отношение количества добытой продукции к геологическим запасам. Запасы конденсата в залежи определяются как произведение удельного потенциального содержания конденсата в 1 м^3 пластового газа в г/м^3 , приведенного к нормальным условиям, либо в пересчете на сухой газ при этих критериях, соответственно, на размер пластового либо сухого газа в кубическом метре.

В настоящее время на уникальном по строению и составу углеводородов Уренгойском месторождении ведется добыча газа, конденсата и нефти. При проектировании разработки все продуктивные пласты нижнего мела месторождения с учетом их положения в разрезе, термодинамических условий, близости фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов и насыщающих их флюидов, а также других особенностей объединены в четыре эксплуатационных объекта. По результатам анализа разработки периода предшествующего составлению «Проекта комплексной разработки нижнемеловых залежей Уренгойского месторождения», в качестве рекомендуемого варианта разработки газоконденсатных частей залежи была предложена их эксплуатация без поддержания пластового давления, а также предусматривалась пообъектная разработка, в первую очередь, объектов, не содержащих нефтяные оторочки (IV и I объекты) и объектов с нефтяными оторочками (III и II объекты) с отбором газа 1,3 – 1,6 % от утвержденных запасов. Начальные пластовые давления в объектах I, II, III и IV находились в пределах 22,25; 25,59; 26,89 и 28,63 МПа, температуры соответственно 65°C; 75°C; 78°C и 82°C. По фазовому состоянию все залежи насыщены конденсатом, т.е. давление начала конденсации равно пластовому и потери конденсата в залежи происходят с самого начала разработки. На стадии геолого-разведочных работ и в период опытно-промышленной эксплуатации был выполнен большой объем промысловых исследований, следует подчеркнуть, что на этой стадии они проводились с помощью индивидуальных сепараторов, расположенных непосредственно на устье скважин. Определялось изменение начального содержания конденсата в пластовом газе и уточнялся текущий коэффициент извлечения конденсата по результатам специальных экспериментальных PVT-исследований. Широкий диапазон изменения его состава в залежах и термобарических условий нахождения предопределили различное фазовое поведение пластового газа в процессе разработки, в том числе давления начала конденсации, максимальной конденсации, степени извлечения конденсата.

В обосновании величины КИК был заложен принцип соблюдения пропорциональности отбора углеводородов по запасам всех залежей месторождения. При этом не учитывалось, что в условиях неравномерного ввода объектов в разработку и при наличии нефтяных оторочек наряду с дифференциальной конденсацией отбор газа частично происходит в условиях контактной конденсации, способствующей увеличению пластовых потерь конденсата в залежи, а, следовательно, и снижению коэффициента извлечения конденсата. Эффект контактно-дифференциальной конденсации проявляется при неравномерном по площади отборе газа.

По установлению степени влияния фактора контактной конденсации на величину извлечения углеводородов для газоконденсатной системы Уренгойского месторождения были проведены специальные PVT-исследования. Экспериментальное моделирование разработки месторождения на истощение осуществляется способом дифференциальной конденсации, а эксплуатация в условиях неравномерного отбора газа по площади залежи проводится методом контактно-дифференциальной конденсации пластовой системы. Специальный комплекс термодинамических исследований фазового поведения углеводородной системы заключался в последовательном сочетании условий контактной и дифференциальной конденсации при снижении давления в системе от начального пластового давления 27,60 МПа до атмосферного (1 атм). На первом этапе лабораторных PVT- исследований основой являлся дифференциальный выпуск пробы пластового газа. В последующих опытах отбор газа осуществлялся контактно-дифференциальным методом с долей участия контактной конденсации соответственно на 10%, 15%, 20% и 35% от начального пластового давления.

Изучение термодинамических характеристик пластовой системы проводили на рекомбинированных пробах насыщенного конденсата и газа сепарации в соответствии с конденсатогазовым фактором (КГФ), замеренным на месторождении при проведении газоконденсатных исследований скважин. В процессе этого эксперимента определялось давление начала конденсации, а также потери сырого конденсата в ячейке-PVT в зависимости от текущего давления. Пластовые потери рассчитывались путем деления количества выпавшего конденсата на объем загруженного в бомбу -PVT газа сепарации (т.е. удельные потери конденсата в см^3 , отнесенные к одному кубометру газа сепарации). На последней ступени снижения давления (как правило, равной 1 атм) измеряли объем и плотность жидкой фазы, оставшейся в ячейке-PVT, на основе этих данных рассчитывали коэффициент извлечения конденсата. Полученные результаты исследований на установке PVT-

соотношений по определению влияния фактора неравномерности отбора газа по площади на величину извлечения конденсата представлены в табл. 1 и рис. 1.

Таким образом, на основании выполненных на установке PVT- соотношений комплексных экспериментальных исследований фазового поведения представительных проб газоконденсатной системы Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения установлено, что коэффициент извлечения конденсата (КИК), заложенный в проекте, значительно выше реально выполнимого. С учетом данных влияния фактора неравномерности ввода залежей по площади в разработку, возможно снижение величины конечного прогнозного КИК в сравнении с утвержденным на 6%.

Таблица 1

Результаты PVT-исследований пластовой газоконденсатной системы

Дифференциальная конденсация (с Р _{пл})		Контактная конденсация (снижение давления на 10%)		Контактная конденсация (снижение давления на 15%)		Контактная конденсация (снижение давления на 20%)		Контактная конденсация (снижение давления на 35%)	
Р _{пл} , МПа	Пластовые потери, Г/М ³	Р _{пл} , МПа	Пластовые потери, Г/М ³	Р _{пл} , МПа	Пластовые потери, Г/М ³	Р _{пл} , МПа	Пластовые потери, Г/М ³	Р _{пл} , МПа	Пластовые потери, Г/М ³
27,6	0	27,6	0	27,6	0	27,6	0	27,6	0
26,5	4,76	26,5	6,57	26,5	12,52	26,5	12,52	26,5	12,5
23,5	28,35	24,9	23,67	23,5	41	23,5	46,7	23,5	60
20,6	49,23	20,6	61,69	20,6	74,3	22,2	64,9	20,6	91,4
17,6	67,29	17,6	80,81	17,6	99	20,6	81,3	17,9	113
14,7	74,48	14,7	98,04	14,7	110,6	17,6	103,5	14,7	123
11,8	80,88	12,7	102,29	12,7	114,5	14,7	114,5	12,7	129
9,8	82,15	10,8	106,45	10,8	116,8	12,7	119	10,8	129
7,8	81,95	8,8	104,99	8,8	117,6	10,8	121,7	8,8	127
5,9	77,97	5,9	100,06	5,9	116	8,8	121,7	5,9	121
2,9	68,08	2,9	95,04	2,9	105,08	5,9	117	2,9	113
0,1	54,04	0,1	82,5	0,1	86,18	2,9	108,9	0,1	105
						2,6	106,9		
						0,1	94,2		

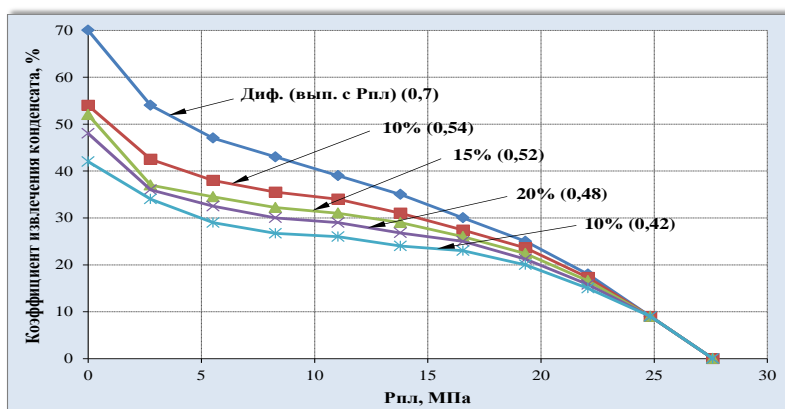


Рис. 1 Зависимость КИК от доли участия контактной конденсации

СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ ЗАПАДНО-АСОМКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ, ХМАО)

С.В. Кудрявцев

Научный руководитель доцент Г.Ф. Ильина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Западно-Асомкинское месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 30 – 35 км юго-западнее г. Сургута и в 40 км от г. Нефтеюганска.

В состав этого месторождения входят 3 площади: Западно-Асомкинская, Сортымская и Энтельская (за пределами лицензионного участка).

Геологический разрез Западно-Асомкинское месторождения представлен мощной толщей (3400 м) осадочных терригенных пород, подстилаемых эффузивами пермотриасового возраста.

На 01.01.2010 г. в разработке находятся два основных пласта - ЮС₁ и БС₁₀. Породы-коллекторы пласта ЮС₁ представлены двумя огромными песчаными линзами практически субширотного простирания – одна на Западно-Асомкинской площади и вторая на Сортымской, а затем продолжает свое распространение на Энтельской площади.

Пласт БС₁₀¹ в пределах Сортымской площади характеризуется достаточно высокой песчаностью (по сравнению с остальными пластами Западно-Асомкинское месторождения). Значения коэффициента песчаности изменяются от 0,65 (скв. 1) до 0,96 (скв.36). Всего по Западно-Асомкинскому месторождению на Государственном балансе по состоянию на 01.01.2008 г. числится по категориям В+С₁+С₂ – 154153 тыс.т. начальных геологических и 34839 тыс.т. начальных извлекаемых запасов нефти. Объем запасов категории С₂ составляет 49 % от общих.

Нефть пласта ЮС₁ парафиновая (1,6 %), сернистая (0,99 %), малосмолистая (4,1 %). Её физико-химические свойства изучались 26-тью глубинными пробами и семью поверхностными пробами нефти. По данным анализов плотность пластовой нефти равна 734 кг/м³, сепарированной - 841 кг/м³, вязкость - 0,812 мПа*с, давление насыщения – 11,1 МПа, газосодержание – 101,1 м³/т, объемный коэффициент – 1,288. Гелий и водород присутствуют в незначительных количествах, сероводород и аргон не обнаружены.

Нефть пласта БС₁₀¹ охарактеризована одной поверхностной и 5-тью глубинными пробами нефти. Нефть парафиновая (2,0 %, с температурой застывания парафинов + 54⁰С), сернистая (1,5 %), смолистая (11 %). Среднее значение плотности сепарированной нефти при однократном разгазировании глубинных проб составляет 884 кг/м³, плотность пластовой нефти – 842 кг/м³. Газосодержание равно 42,63 м³/т, давление насыщения – 8,52 МПа, объемный коэффициент – 1,104. Из газов неуглеводородного ряда содержится только углекислый газ (0,3 %) и азот (0,939 %).

Общий фонд скважин по Западно-Асомкинскому месторождению на 01.01.2010 г., составил 162 единицы, в том числе добывающих – 89, нагнетательных – 32 (2 в освоении), контрольно-пьезометрических – 8, водозаборных – 15 (1 в освоении), консервация – 23, ликвидированных – 2. Действующий эксплуатационный фонд составил 82 скважины (92,1 % от эксплуатационного фонда). Одна скважина работает фонтанным способом, остальные скважины (98,8 %) оборудованы установками ЭЦН. В нагнетательном фонде в целом по Западно-Асомкинскому месторождению находится 32 скважины, из них в действующем фонде – 19, 11 – бездействующих, 2 скважины находятся в освоении.

Накопленная добыча с начала разработки месторождения по состоянию на 01.01.2010 г. составила: нефти – 7974,6 тыс., т, жидкости – 23381,2 тыс., т; ВНФ – 1,74.

Эксплуатация скважин установками ЭЦН осуществляется с применением импортных и отечественных установок различных типоразмеров.

Отечественные насосы:		Импортные насосы:	
ЭЦН – 25	– 3,7 %;	GC – 6100	– 1,2 %;
ЭЦН – 30	– 11,1 %;	REDADN-4300	– 1,2 %;
ЭЦН – 45 (44)	– 12,3 %;	400-P-60	– 1,2 %.
ЭЦН – 50	– 18,6 %;		
ЭЦН – 60	– 12,3 %;		
ЭЦН – 80 (79)	– 8,6 %;		
ЭЦН – 125	– 6,2 %;		
ЭЦН – 200	– 2,5 %;		
ЭЦН – 320	– 3,7 %;		
ЭЦН – 400	– 5,0 %;		
ЭЦН – 500	– 3,7 %;		
ЭЦН – 700	– 2,5 %;		
ЭЦН – 800	– 5,0 %;		
ЭЦН – 1250	– 1,2 %.		

По результатам анализа распределения типоразмеров ЭЦН, видно, что наиболее применяемыми, являются отечественные ЭЦН с подачей 45 – 60 м³/сут (43,2 %). Среднее значение коэффициента подачи насосов составляет 0,825. Кроме того, в 3,6 % скважин применяются импортные высокопроизводительные насосы, которые

показали высокую надежность в работе. Фактическая глубина спуска насосного оборудования изменяется от 1360 до 2943 м при среднем значении 2378,5 м. Динамический уровень в скважинах варьирует в диапазоне значений 636 – 2742 м при среднем значении – 1756,9 м.

Как показывает промысловый опыт, основными причинами отказа УЭЦН в процессе эксплуатации в скважинах, являются:

- наличие в добываемой продукции повышенного содержания мехпримесей;
- отложение солей, парафинов и смол;
- срыв подачи и как следствие перегрузка электропривода и насоса.

В итоге можно отметить следующие положения:

УЭЦН является основным способом эксплуатации, применяется, практически в 100% скважин. Результаты анализа техрежимов и расчеты показывают, что УЭЦН позволяют обеспечить проектные дебиты и регулировать депрессии на пласт в допустимых пределах.

Типоразмеры насосного оборудования в большинстве случаев соответствуют фактическим дебитам скважин (выполняется требование по подбору насосов – $0,6 \leq Q_{ж}/Q_{в} \leq 1,2$, где $Q_{ж}$ – дебит скважины по жидкости, $Q_{в}$ – производительность насоса по воде).

Кроме того большой опыт применения УЦН для добычи нефти, показал, что для условий Западной Сибири УЭЦН является наиболее экономичным способом добычи.

Литература

1. Арбузов В.Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. Часть 1. Учебное пособие. – Томск, ТПУ, 2011. – 200 с.
2. Анализ разработки Западно-Асомкинского месторождения», – Тюмень, ЗАО «ТИНГ», 2005 г.
3. Дополнительная записка к технологической схеме опытно-промышленной эксплуатации Западно-Асомкинского месторождения. Отчет по договору Н.93.93.11.08. – Тюмень, "СибНИИИП", 1993, – 404 с.
4. Подсчёт запасов нефти и растворённого газа Западно-Асомкинского месторождения Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. – Тюмень, ЗАО «Недра-Консалт», 2006.
5. Технологическая схема разработки Западно-Асомкинского месторождения. – Тюмень, ЗАО «Сибнефтепроект», 2002.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ СИСТЕМ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ

М.С.Курочкин

Научный руководитель профессор А.Т.Росляк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На поздней стадии разработки неоднородных многопластовых объектов приращение извлекаемых запасов нефти возможно, в первую очередь, за счет оперативного регулирования процесса нефтеизвлечения. При этом разработка принципов и основных направлений регулирования выполняется на основе уточнения особенностей геологического строения и дифференциации остаточных запасов, обобщения комплекса геолого-промысловых, геофизических и гидродинамических исследований, совершенствования и оптимизации системы поддержания пластового давления.

Многолетняя практика разработки нефтяных месторождений с применением внутриконтурного и законтурного заводнения свидетельствует о неравномерности продвижения фронта закачиваемой воды: как по толщине пласта, так и по площади залежи. Следствием этого является малый безводный период эксплуатации скважин, добыча больших объемов попутной воды, а это, в свою очередь, требует увеличенных мощностей по закачке воды и подготовке нефти.

На поздней стадии разработки неоднородных многопластовых объектов приращение извлекаемых запасов нефти возможно, в первую очередь, за счет оперативного регулирования процесса нефтеизвлечения. При этом разработка принципов и основных направлений регулирования выполняется на основе уточнения особенностей геологического строения и дифференциации остаточных запасов, обобщения комплекса геолого-промысловых, геофизических и гидродинамических исследований, совершенствования и оптимизации системы поддержания пластового давления.

Для регулирования фронта продвижения закачиваемой воды применяются различные способы:

- разрезание залежи посредством освоения скважин под закачку в нагнетательном ряду через одну; промежуточные скважины эксплуатируются на нефть и переводятся под нагнетание воды только после их обводнения;
- разобщение объекта разработки бурением новых сеток скважин на малопродуктивные пласты и интенсификация их разработки;
- проведение ремонтно-изоляционных работ (РИР) в нагнетательных и добывающих скважинах с целью исключения из эксплуатации наиболее обводнившихся пропластков.
- бурение уплотняющих скважин в недренируемых застойных зонах и в районе стягивающего добывающего ряда;
- изменение режима работы нагнетательных и нефтяных скважин;

- добавка в закачиваемую воду различных загустителей с целью улучшения соотношений подвижностей и т.д.

Перечисленные способы регулирования, за исключением изменения режима работы скважин, очень трудоемки и требуют значительных дополнительных экономических затрат. Направлены они на выравнивание фронта вытеснения, главным образом, по толщине пласта [1].

На Верх-Тарском нефтяном месторождении, разработку которого осуществляет ОАО «Новосибирскнефтегаз» – дочерняя компания ОАО ТНК-ВР, для регулирования процесса заводнения эффективно применяют нестационарное заводнение (циклическая закачка воды в сочетании с переменной направлением фильтрационных потоков).

Проектный документ предусматривает размещение полого-наклонных скважин по равномерной квадратной сетке. Система заводнения пятиточечная со сменой направления фильтрационных потоков.

В части гидродинамического моделирования на месторождениях ТНК-ВР широко внедряются методы, основанные на использовании «линий тока». Они позволяют не только визуализировать систему заводнения, но и рассчитать распределение закачанной воды между добывающими скважинами, найти наиболее эффективные варианты системы заводнения [2].

Последние годы на Верх-Тарском месторождении активно проводятся трассерные испытания, геофизические (ГИС) и гидродинамические (ГДИ) исследования скважин. На основании полученных данных уточняют строение залежи и ее ФЕС, устанавливают взаимовлияние скважин, наличие недренлируемых зон и тектонических нарушений, составляют рекомендации по применению МУН, проведению РИР и регулированию режимов работы скважин.

Изменение режимов работы скважин системы ППД осуществляют с помощью врезания на линию нагнетания кранов шаровых дросселирующих (КШД), внутри которых установлены штуцеры-дроссели, служащие добавочным гидравлическим сопротивлением. Таким образом, репрессия на пласт уменьшается вследствие увеличения потерь напора в водоводах. Сменой штуцеров с разными диаметрами проходного отверстия добываются необходимого расхода воды через скважину.

Механизм действия циклического заводнения состоит в следующем. При периодическом изменении режимов работы скважин между пропластками возникает перепад давления, вследствие которого происходят перетоки жидкостей из одних слоев в другие, способствуя внедрению воды в малопроницаемые пропластки.

Физические основы изменения фильтрационных потоков заключаются в том, что на неравномерно заводненной залежи или ее части по площади создается такое новое направление вытеснения нефти водой, в результате которого в разработку вовлекаются пассивные, слабодренлируемые нефтенасыщенные зоны. Из перечисленных методов регулирования фронта вытеснения изменение направления фильтрации может достигаться созданием новых линий нагнетания, перераспределением закачиваемой воды или отбора жидкости по отдельным участкам, периодической работой групп нагнетательных и нефтяных скважин при блоковых системах разработки.

При нестационарном заводнении одновременно протекают два процесса вытеснения нефти из пласта, характерные для методов циклического заводнения и изменения направления фильтрационных потоков. Сочетание их для блоковых систем разработки создается строго регламентированным порядком изменения режима работы нагнетательных скважин [1].

В качестве наиболее яркого примера выбрана нагнетательная скважина № 343, в окружении которой расположены добывающие скважины №№ 166, 168, 169, 340, 344 (Таблица). При смене штуцера с 6 мм диаметра на 5 мм 19 октября 2011г в реагирующей скважине № 344 наблюдается некоторое снижение дебитов как по нефти, так и по жидкости. На дебитах остальных скважинах это практически никак не отражается. При обратной смене штуцера на 6 мм 28 октября в течение 5 – 8 дней в скважине № 344 происходит резкое увеличение дебитов жидкости и нефти и наблюдается небольшое снижение обводненности продукции. Кроме того, в скважине №340, у которой довольно высокие дебиты по жидкости, также снижается обводненность приблизительно на 2%, что влечет за собой увеличение дебитов по нефти в среднем на 4 – 5 т/сут.

В других скважинах, на которые распространяется влияние скважины №343, не зафиксировано значительного изменения дебитов и обводненности. Однако, в данном случае рассматривался лишь один элемент системы разработки и не принималось во внимание влияние добывающих и нагнетательных скважин соседних элементов. В условиях месторождения геологическая служба ведет работу по блоку в целом, производит циклические остановки-запуски нагнетательных скважин.

Следует отметить, что циклическое заводнение не всегда приводит к увеличению добычи нефти. Часто после смены штуцеров растет обводненность продукции скважины относительно исходных значений и, как результат, снижаются дебиты по нефти, после чего выход на прежний уровень очень сложен, продолжителен и иногда невозможен. Поэтому нужно более тщательно производить анализ возможности и, что важно, необходимости смены режима работы скважины.

Таблица 1

Текущие технологические показатели разработки

Нагнетательная	Нефтяные	дата	18.о	19.о	20.о	21.о	22.о	23.о	24.о	25.о	26.о	27.о
		Пар-ры	кг	кг	кг	кг	кг	кг	кг	кг	кг	кг
343	166	Нд, м	2091	2091	2091	2106	2106	2106	2106	2106	2106	2106
		Q,м3/сут	302	304	304	303	305	305	306	305	306	304
		т/сут	57	54	56	56	61	49	54	53	54	53
		%воды	77	78	77	77	75	80	78	78	78	78
	168	Нд, м	2568	2568	2568	2514	2514	2514	2514	2514	2514	2514
		Q,м3/сут	29	27	24	24	24	24	30	30	30	26
		т/сут	2	2	1	2	2	1	2	2	2	2
		%воды	93	91	93	91	92	93	92	92	92	92
	169	Нд, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Q,м3/сут	385	385	402	405	403	405	403	403	405	408
		т/сут	10	15	10	16	12	10	11	11	11	11
		%воды	97	95	97	95	96	97	97	97	97	97
	340	Нд, м	2416	2416	2416	2416	2416	2416	2416	2416	2416	2416
		Q,м3/сут	295	298	297	296	298	298	298	296	299	297
		т/сут	15	15	15	15	17	17	15	15	15	15
		%воды	94	94	94	94	93	93	94	94	94	94
	344	Нд, м	2352	1981	1981	1994	1994	1994	1994	1994	1994	1994
		Q,м3/сут	122	118	118	119	119	118	111	103	105	106
		т/сут	47	43	41	42	37	42	38	35	36	40
		%воды	52	54	57	56	61	56	58	57	57	52
	Q,м3/сут		1133	1132	1145	1147	1149	1150	1148	1137	1145	1141
	т/сут		130	129	123	131	128	118	119	116	118	121

Таблица 2

Текущие технологические показатели разработки

Нагнетательная	Нефтяные	дата	28.ок	29.ок	30.ок	31.ок	01.но	02.но	03.но	04.но	05.но
		Пар-ры	т	т	т	т	я	я	я	я	я
343	166	Нд, м	2106	2096	2096	2096	2096	2096	2096	2067	2067
		Q,м3/сут	304	304	305	298	298	304	304	306	308
		т/сут	53	53	63	62	54	55	54	54	54
		%воды	78	78	74	74	77	77	78	78	78
	168	Нд, м	2514	2365	2365	2365	2365	2365	2365	2214	2214
		Q,м3/сут	59	59	59	59	30	30	28	30	33
		т/сут	4	4	4	4	3	3	2	2	3

	%воды	92	92	91	91	88	88	92	93	90
169	Нд, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Q,м3/сут	410	410	409	408	414	409	409	401	397
	т/сут	11	11	13	13	15	15	15	14	5
	%воды	97	97	96	96	96	96	96	96	98
340	Нд, м	2416	2416	2416	2416	2416	2416	2416	2412	2412
	Q,м3/сут	297	297	297	296	298	297	298	302	301
	т/сут	15	15	14	14	20	25	20	20	22
	%воды	94	94	94	94	92	89	92	92	91
344	Нд, м	1994	1994	1994	1994	1792	1792	1792	1830	1830
	Q,м3/сут	106	106	106	106	159	162	162	155	149
	т/сут	40	40	40	40	48	53	58	56	60
	%воды	52	52	52	52	62	59	55	55	50
Q,м3/сут		1176	1176	1176	1167	1199	1202	1201	1194	1188
т/сут		123	123	135	134	141	151	149	147	144

Выводы:

1. Циклическое заводнение с переменной направления фильтрационных потоков (нестационарное заводнение) является одним из наиболее доступных и эффективных методов разработки нефтяных месторождений. Поэтому назначение технологического процесса - регулирование выработки нефтяных залежей путем установлении такого режима работы нагнетательных скважин, при котором перемещение водонефтяных и газонефтяных контактов обеспечивает повышение нефтеотдачи пластов и снижение объема добычи попутной воды;
2. Технологический процесс выравнивания фронта нагнетаемой воды и регулирования выработки пластов вследствие циклического заводнения и перемены направления фильтрационных потоков должен обеспечить заданные объемы добычи нефти; выравнивание фронта нагнетаемой воды; уменьшение обводненности или темпа обводнения нефтяных скважин на заданный период времени;
3. В связи с этим необходим тщательный и многофакторный анализ скважин-кандидатов, на которых планируется изменение режима работы. Для этого требуются регулярные трассерные исследования для определения «линий тока» и экранирующих областей; ГДИ и ГИС, такие как КПД, расходомерия, определение профилей приемистости и неработающих интервалов; высокая квалификация и опыт работы геологов и работников подрядных организаций. Также необходимо своевременное и качественное проведение РИР для ограничения водопритока; применение МУН, таких как полимерное заводнение и тампонирование высокопроводящих каналов;
4. Выбор технологии нестационарного заводнения для выравнивания фронта нагнетаемой воды должен учитывать конкретные условия разработка месторождения (залежи), стадию выработки запасов нефти;
5. Новизна технологического процесса заключается в этапах, схемах, технических средствах и методах определения вариантов нестационарного заводнения, учитывающих текущее состояние разработки и обустройства месторождений при интенсификации освоения их [1].

Литература

1. РД 39-3-507-80 Руководство по выравниванию фронта нагнетаемой воды и регулированию выработки пластов за счет применения циклического заводнения и перемены направления фильтрационных потоков, 1981.
2. М. Басыров. Управление заводнением в ТНК-ВР: эффективность превыше всего. – М.: «Новатор», № 44, 2011 – с. 17 – 20.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА СЕДИМЕНТАЦИИ ЧАСТИЦ ОСАДОЧНЫХ ГОРНЫХ ПОРОД**А.А. Лунёв, А.А. Решетько**

Научный руководитель аспирант П.С. Дозморов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

Размеры частиц обуславливают общую величину их поверхности, контактирующей с нефтью. От гранулометрического состава пород зависит количество нефти, остающейся в пласте после окончания его эксплуатации в виде пленок, покрывающих поверхность. При проведении анализа гранулометрического состава осадочных горных пород одной из основных формул является формула Стокса [1]. В статье исследуется

методика подготовки пробы осадочных горных пород для изучения процесса седиментации, основанной на законе Стокса.

Закон Стокса, определяет силу сопротивления F , испытываемую твёрдым шаром при его медленном поступательном движении в неограниченной вязкой жидкости: $F = 6\pi r \eta v$, где η - коэффициент вязкости жидкости, r - радиус шара и v - его скорость [3]. Эта формула выведена Дж. Г. Стоксом в 1851. Закон Стокса справедлив лишь для малых чисел Рейнольдса. Предельную скорость падения шарика малых размеров в вязкой жидкости находят по формуле:

$$V = \frac{gd^2}{18\nu} \left(\frac{\rho_n}{\rho_{жк}} - 1 \right),$$

где:

- ускорение свободного падения;
- диаметр частицы;
- кинематическая вязкость жидкости;
- плотность породы;
- плотность жидкости.

Закон Стокса выведен из условия отсутствия взаимодействия между частицами, в связи с чем, реальные суспензии с концентрацией твердой фазы от 20 до 200 г/л не могут быть исследованы непосредственно. Для проведения седиментационного анализа суспензия должна быть разбавлена до 1 %, чтобы расстояние между частицами было не менее 10-кратного размера частиц.

В статье [2] разработана методика подготовки пробы осадочных горных пород для изучения процесса седиментации. В этой статье исследована корректность данного метода методом микроскопии.

Изучение проб проводилось с помощью микроскопического анализа с использованием современного компьютеризированного микроскопа фирмы «Олимпус» с программным обеспечением, позволяющим сохранять изображения проб и систематизировать частицы по размерам. Микроскоп комплектуется программным обеспечением «Image Score S» для управления цифровой камерой и предварительного просмотра изображений на мониторе персонального компьютера. Программное обеспечение позволяет также производить калибровку масштаба изображения, формирование на изображении «масштабного отрезка», ручной подсчет объектов интереса, измерение длин отрезков, фильтрацию шумов (рис. 1).

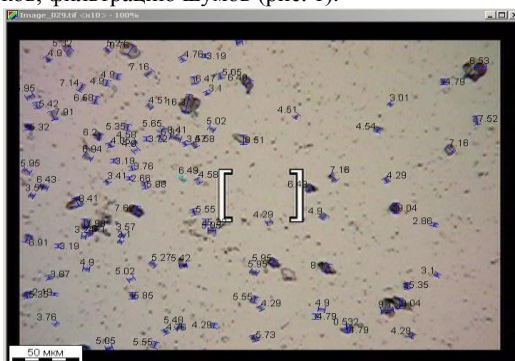


Рис. 1 Выделенные размеры частиц в пробе

Для построения распределения частиц по размерам была создана программа автоматического сбора информации из полученных файлов.

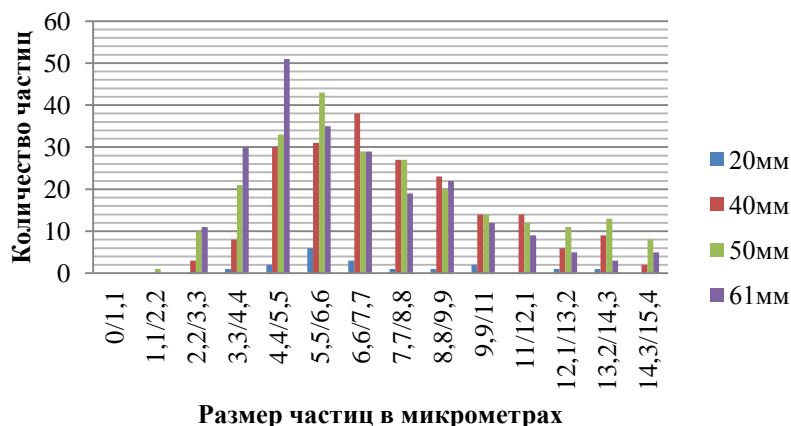


Рис.2 Распределение частиц по размерам с заданной высоты

С помощью программы автоматического сбора информации из полученных файлов, были построены распределения частиц по размерам, где каждая проба была взята с заданной высоты (см. рис.2). Из рис.2 видно, что большее количество частиц имеют размеры 6 ± 2 мкм. Данная погрешность связана с тем, что закон Стокса оперирует шарообразными частицами, однако в природе не существует таких частиц.

Таким образом, полученное распределение частиц показала, что разработанный метод подготовки пробы осадочных горных пород для изучения процесса седиментации является корректным и выдает правильный результат с погрешностью ± 2 мкм. Для уменьшения погрешностей требуется ввод поправочных коэффициентов.

Литература

1. Межотраслевая интернет-система поиска и синтеза физических принципов действия преобразователей энергии. Электронный ресурс: <http://www.heuristic.su/>
2. Решетько А.А., Лунёв А.А. Разработка методики подготовки пробы осадочных горных пород для изучения процесса седиментации. – Томск, 2009
3. Физические свойства коллекторов и пластовых флюидов: учебное пособие / А.Т. Росляк; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 128 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ МАГНИТНОЙ ОБРАБОТКИ НА ПРОЦЕССЫ АГРЕГАЦИИ АСФАЛЬТЕНОВ МЕТОДОМ ОПТИЧЕСКОЙ МИКРОСКОПИИ

М.Г. Мартикян, В.В. Тихонов

Научные руководители заведующий лабораторией Л.В.Чеканцева, доцент Л.В.Шишмина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Асфальтены на нефтяных месторождениях известны, прежде всего, своей способностью агрегировать до крупных размеров забивая тем самым поровое пространство, скважины и трубопроводы. Современная наука, путем лабораторных исследований, ищет способы предотвращения агрегирования асфальтенов. Одной из причин возникновения и существования асфальтеновых ассоциатов являются парамагнитные молекулы, которые можно считать концентратом свободных радикалов различной структуры [3].

Целью настоящей работы было исследование влияния обработки магнитным полем на агрегативную устойчивость нефтяных асфальтенов. В исследовании использованы асфальтены, выделенные из высокопарафинистой нефти. Образцы асфальтенов были предоставлены Институтом химии нефти СО РАН г.Томска. Эксперименты проводились на модельной системе асфальтены-толуол-н-гептан. Магнитная обработка (МО) исходного раствора проводилась в знакопеременном магнитном поле при помощи магнитоактиватора МАЖ производства Сибирского химического комбината (ЗАО Северск), который по техническим характеристикам аналогичен магнитоактиваторам, применяемым при добыче нефти. В нем используется система из семи кольцевых магнитов, позволяющая получить в зазоре между ней и корпусом несколько зон с чередующимися направлениями радиального магнитного поля, которое обеспечивает амплитуду магнитной индукции на внутренних полюсных концентраторах до 0,8 Тл, а на наружных – до 0,6 Тл [1].

В ходе лабораторного эксперимента раствор по трубке пропускать через магнитоактиватор с объемной скоростью 3 см³/мин. После магнитной обработки в раствор асфальтенов добавляли определенное количество н-гептана сразу, затем через 2, 4, 6 часов. После завершения процесса седиментации, из тщательно перемешанной пробы отбирался объем для исследования методом оптической микроскопии с использованием модульного биологического микроскопа Olympus CX41, включающего в себя программное обеспечение анализа изображений ImageScore Color. Модульная система позволяет проводить базовую обработку изображений, калибровку размеров и ручных измерений по изображениям, статистическую обработку, экспорт результатов измерений.

Были проанализированы растворы 0,1 г/л асфальтенов в толуоле с концентрацией н-гептана 65%, 75% и 85% и растворы 1,0 г/л асфальтенов в толуоле с концентрацией н-гептана 53%, 58% и 65%, которые предварительно подвергли МО. В образцах измерялись размеры частиц агрегировавших асфальтенов, и проводился дисперсионный анализ исследуемой системы (рис.1, 2).

Для сравнения на рис.1 приведены дифференциальные кривые распределения частиц асфальтенов по размерам для систем асфальтены-толуол+н-гептан, которые не подвергались МО. В этих случаях максимум частиц находился в диапазоне до 5 мкм, содержание частиц в максимуме составляет 0,5-0,6 дол.ед.

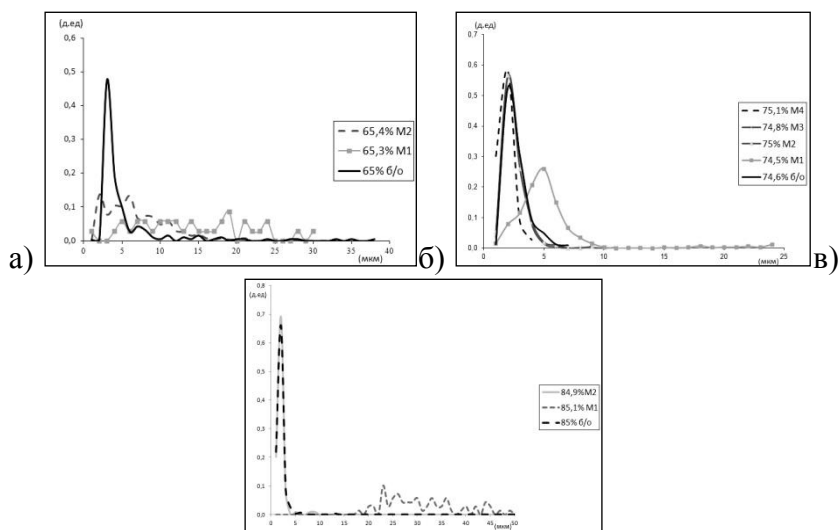


Рис.1 Дифференциальные кривые распределения частиц асфальтенов по размерам 0,1г/л:
 а) асфальтены-толуол-МО+65% н-гептана; б) асфальтены-толуол-МО+75% н-гептана;
 в) асфальтены-толуол-МО+85% н-гептана

По виду кривых для концентрации с 65% н-гептана видно, что в растворе, приготовленном сразу после МО, распределены достаточно равномерно частицы от 13 до 43 мкм. Через два часа после обработки вид распределения изменился незначительно, присутствуют частицы от 1 до 33 мкм. Иная картина распределений частиц асфальтенов по размерам у растворов с концентрацией 85% н-гептана. Для раствора, приготовленного сразу после воздействия магнитного поля, частицы распределены в диапазоне от 18 до 63 мкм. Через два часа после МО система практически возвращается в исходное состояние, т.е. максимум в диапазоне до 5 мкм, крупные частицы отсутствуют, содержание частиц в максимуме составляет 0,7 дол.ед. В растворах с концентрацией н-гептана 75%, частицы крупных размеров присутствуют в системе, полученной сразу после МО (до 25 мкм), содержание частиц в максимуме составляет 0,3 дол.ед. В системах, полученных через 2, 4 и 6 часов после воздействия магнитного поля наблюдается отсутствие крупных частиц, а максимальный размер мелких частиц соответствует 6 мкм, содержание частиц в максимуме составляет 0,6 дол.ед.

Дисперсионный анализ распределения частиц асфальтенов по размерам раствора 1 г/л модельной системы асфальтены-толуол + н-гептан приведен на рис.2.

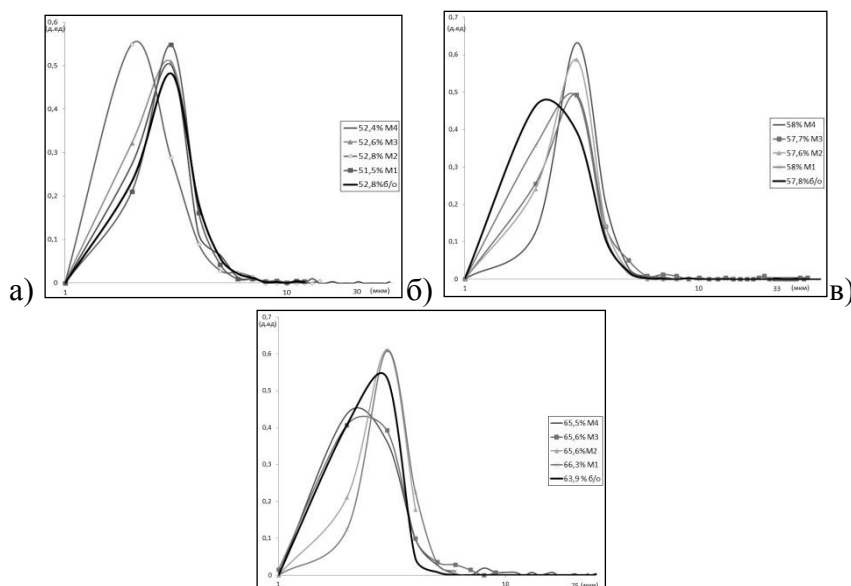


Рис.2 Дифференциальные кривые распределения частиц асфальтенов по размерам 1г/л:
 а) асфальтены-толуол-МО+53% н-гептана; б) асфальтены-толуол-МО+58% н-гептана;
 в) асфальтены-толуол-МО+65% н-гептана

В растворах сравнения, которые не подвергались МО, максимум частиц приходится на диапазон до 3 мкм, содержание частиц в максимуме составляет 0,5-0,6 дол.ед. В растворе с концентрацией 53% н-гептана

частицы распределены в диапазоне до 9 мкм. В растворах с концентрацией 58% и 65% н-гептана присутствуют крупные частицы до 25 мкм и 34 мкм.

В растворах с концентрацией н-гептана 53%, приготовленных сразу после МО и через 2 часа особых изменений не происходит, содержание частиц в максимуме составляет 0,5 дол.ед., в растворе, приготовленном через 4 часа после МО, все частицы распределены в диапазоне до 4 мкм, содержание частиц в максимуме составляет 0,5 дол.ед. После 6 часов с момента МО в растворе появляются частицы до 29 мкм. Во всех растворах с концентрацией н-гептана 58% после МО, независимо от времени приготовления, содержание частиц в максимуме составляет 0,5-0,6 дол.ед. Самый большой разброс частиц присутствует в растворе, приготовленном через 4 часа после МО – до 29 мкм, меньше всего до 9 мкм разброс частиц в растворе, приготовленном через 2 часа после МО. Вид распределений частиц в растворах с концентрацией н-гептана 65%, приготовленных сразу и через 2 часа после МО имеют похожий характер, содержание частиц в максимуме составляет 0,6 дол.ед., все частицы распределены в диапазоне до 6 мкм. В растворах, приготовленных через 4 и 6 часов после МО, содержание частиц в максимуме составляет 0,4 дол.ед., частицы распределены в диапазонах до 9 и 23 мкм.

Для сопоставления дисперсного состава образцов после МО проводилось вычисление медианного диаметра M_d (мкм), меньше и больше которого содержится по 50 % частиц, коэффициента сортировки S_0 , характеризующего степень равномерности распределения частиц в растворе и коэффициента асимметрии S_k показывающего, в какой части размерного интервала наибольшее количество частиц – в начальной ($S_k > 1$) или в конечной ($S_k < 1$) [2]. Для их определения необходимо перейти от частотного распределения к кумулятивному (интегральному) (рис.3).

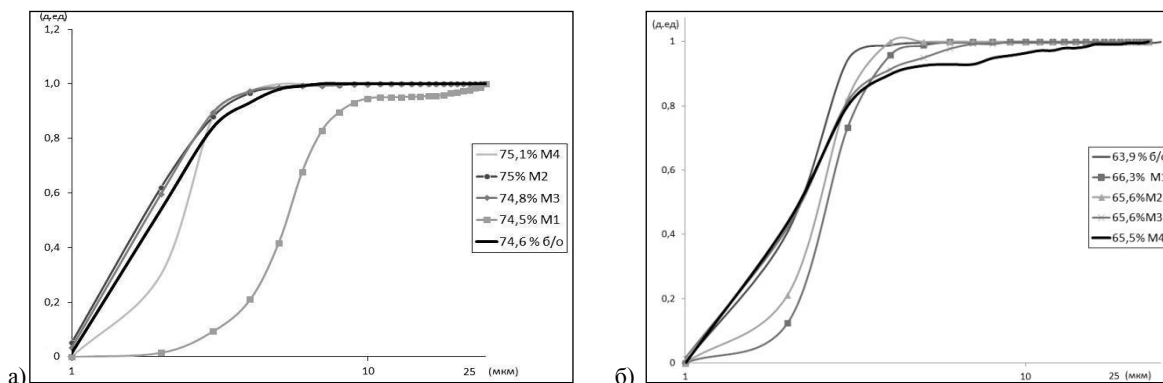


Рис.3 Кумулятивные (интегральные) кривые распределения частиц асфальтенов по размерам: а) асфальтены-толуол-МО+74% н-гептана 0,1 г/л; б) асфальтены-толуол-МО+65% н-гептана 1г/л;

Данные представлены в таблице.

Таблица

1 г/л															
конц. н-гептана	52,8% б/о	51,5% M1	52,8% M2	52,6% M3	52,4% M4	57,8% б/о	58% M1	57,6% M2	57,7% M3	58% M4	63,9% б/о	66,3% M1	65,6% M2	65,6% M3	65,5% M4
M_d	(2.5 ± 0,1)	(2.5 ± 0,1)	(2.0 ± 0,1)	(2.4 ± 0,1)	(2.4 ± 0,1)	(1.9 ± 0,1)	(2.4 ± 0,1)	(2.4 ± 0,1)	(2.7 ± 0,1)	(2.6 ± 0,1)	(2.6 ± 0,1)	(2.5 ± 0,1)	(2.2 ± 0,1)	(2.3 ± 0,1)	(2.1 ± 0,1)
S_0	0.6	0.7	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.8	0.7	0.7	0.6	0.5	0.6
S_k	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.2	0.9	1.0	0.8	0.9	1.0	0.9	0.9	0.8	0.9
0.1 г/л															
конц. н-гептана.	85% б/о	85.1% M1	84.9% M2	74.6% б/о	74.5% M1	75% M2	74.8% M3	75.1% M4	65% б/о	65.3% M1	65.4% M2				
M_d , мкм	(1.4 ± 0,1)	(29.7 ± 1,4)	(1.4 ± 0,1)	(1.9 ± 0,1)	(5.3 ± 0,3)	(1.7 ± 0,1)	(1.8 ± 0,1)	(2.3 ± 0,1)	(3.0 ± 0,1)	(25.3 ± 1,2)	(5.5 ± 0,3)				
S_0	1.8	1.5	1.6	1.9	1.5	1.9	1.8	1.5	1.9	1.5	2.7				
S_k	0.9	1.0	0.8	1.1	1.0	1.1	1.0	0.9	1.3	1.0	0.9				

По полученным результатам исследования можно сделать следующие выводы: МО оказывает воздействие на систему асфальтены-толуол концентрации 0,1 г/л и после добавления н-гептана, приводит к получению частиц асфальтенов размером от 0 до 63 мкм. Для дисперсной системы асфальтенов в толуоле, обработанной магнитным полем и с последующими добавлениями 75% н-гептана через 2, 4 и 6 часов, наблюдали стабилизацию размеров частиц в диапазоне до 7 мкм. При МО раствора асфальтенов в толуоле 1 г/л после добавления 65 % н-гептана через 2 и 4 часа, наблюдали стабилизацию размеров частиц в диапазоне до 9 мкм. Получены дифференциальные и интегральные кривые распределения частиц асфальтенов по размерам в зависимости от МО и условий воздействия коагулянта–н-гептана. Для всех концентраций были вычислены медианный диаметр M_d , коэффициент сортировки S_0 , коэффициент асимметрии S_k . Во всех растворах

асфальтенов концентрации 0,1 г/л и 1 г/л, кроме 65.4% М2 н-гептана, значение $S_0 < 2,5$, что свидетельствует об однородности частиц асфальтенов в растворе. По значениям S_k можно сделать вывод, что наибольшее количество частиц находится в начальной части размерного интервала ($S_k > 1$).

Литература

1. Лоскутова Ю.В., Юдина Н.В. Влияние магнитного поля на структурно-реологические свойства нефтей. Институт химии нефти СО РАН, – Томск.
2. Справочное руководство по петрографии осадочных пород / под ред. Рухина Л.Б. – Ленинград: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1958г. – 385 с.
3. Унгер Ф.Г., Цыро Л.В., Андреева Л.Н. и др. Наносистемы, дисперсные системы, квантовая механика, спиновая химия – Томск: Издательство томского университета, 2009 г., – 271с.

К ВОПРОСУ О СОПРОВОЖДЕНИИ ПОСТОЯННО-ДЕЙСТВУЮЩИХ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ

А.А. Малых

Научный руководитель заведующий отделом мониторинга разработки месторождений и ГТМ
Д.В. Воробьев

ОАО «ТомскНИПНефть», г. Томск, Россия

Мониторинг разработки месторождений в настоящее время не может обходиться без современных средств и рычагов управления разработкой, реализованных при помощи мощных компьютерных систем. Одним из прогрессивных и эффективных способов управления, мониторинга и планирования разработки месторождения является использование постоянно действующих геолого-технологической модели. Целью данной работы является показать на конкретном примере, как при помощи использования ПДГТМ возможно регулировать процессы разработки, оперативно принимать и корректировать решения, направленные на повышение эффективности выработки, а так же минимизировать риски, возникающие в процессе разработки месторождения.

Выявление скважин с преждевременным обводнением. Сква. №№ 3004 и 2406 ввелись в разработку на пласт Ю₁² в период с июня 2006 года (начало разработки Таловой площади Игольско-Талового месторождения) по ноябрь 2006 года без гидравлического разрыва пласта (ГРП). Сравнение характера обводненности по модели и по фактическому состоянию на октябрь 2010 г. показывало резкое различие в динамике набора обводненности. Так же, проведенный анализ вытеснения по характеристике Дикстра-Парсонса [1, 2] диагностировал значительное отклонение от нормальной выработки запасов с характерным быстрым ростом обводненности. Возможными причинами на момент анализа являлись: заколонный переток, либо прорыв воды от нагнетательных скважин по высокопроницаемому пропластку. Для установления источника обводнения были рекомендованы промыслово-геофизические исследования (ПГИ). На скв. № 2406, согласно сделанным рекомендациям, были проведены ПГИ на определение источника обводнения. Результаты показали, что действительно, в подтверждение результатов моделирования, имеет место заколонный переток снизу (из нижележащего водонасыщенного пласта Ю₁¹). Учет в модели результатов исследования позволил корректно оценить выработку запасов в регионе расположения скв., а так же построить достоверные карты ОННТ.

По параметрам работы скв. № 3004, а так же по динамике работы окружения был проведен анализ и определена наиболее вероятная причина высокой степени обводненности продукции скв.. Выполненный анализ показал, что прорыв воды от нагнетательной скважины по высокопроницаемому пропластку - наиболее вероятная причина. Данное предположение было заложено в качестве исходной дополняющей информации в фильтрационную модель. Расчеты показали, что при моделировании прорыва воды по высокопроводящему пропластку моделируемый параметр обводненности хорошо коррелируется с историческими показателями. В подтверждение необходимо отметить, что динамика роста обводненности в соседних скважинах (рост до 98 %) также говорит о стремительном продвижении фронта нагнетания воды от нагнетательного окружения к добывающим скважинам рассматриваемого региона. По результатам моделирования компании заказчику были выданы рекомендации, направленные на предотвращение преждевременного обводнения добывающего фонда рассматриваемого района месторождения (ограничение приемистости нагнетательных скважин). Результатом выполненных рекомендаций стало снижение обводненности добываемой продукции.

Выявление скважин с некорректной инклинометрией. Сква. № 2605 расположена ближе к контуру по отношению к скв. №№ 2705 и 2706 и в то же самое время имеет более высокие отметки кровли пласта Ю₁². На представленной корреляционной схеме (Рис. 1) видно, что разница в абсолютных отметках отбивок кровли пласта Ю₁² между скважинами составляет 5 – 7 метров.

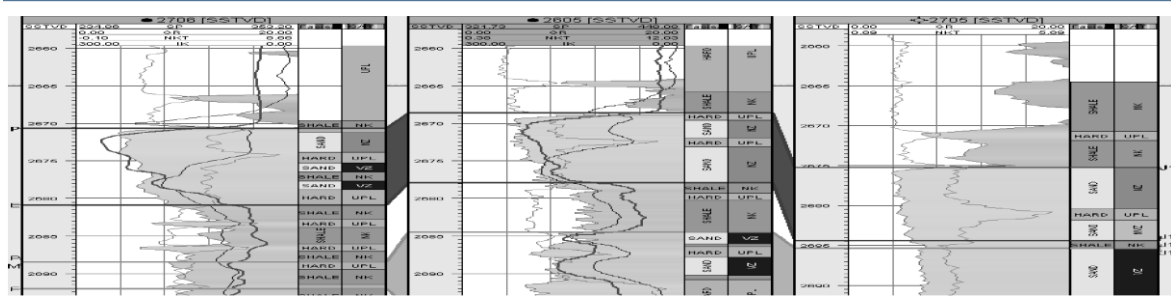


Рис.1 Корреляционная схема скв. №№ 2706, 2605, 2705

Быстрый рост обводненности характеризуют скважину, как расположенную в ВНЗ (в текущем представлении ЧНЗ) Для подтверждения факта расположения скв.№ 2605 в ВНЗ необходимо провести гирокоспические исследования.

Определение оптимального расположения новых скважин. По результатам прогнозного расчета с начала 2011 до 2040 г. на ПДГТМ с текущим эксплуатационным фондом было рассмотрено два варианта расположения скважин 65 куста (скв. №№ 3005, 3105, 2806, 1808), запланированном к бурению в 2011 г. Варианты расположения скважин опирались на наличие остаточных запасов на 2040 г. Первый вариант предполагал смещение скв. №№ 2806 и 3005 относительно проекта (рис.2): смещение забоя нагнетательной скв. № 3005 на юго-запад (на 300 метров), смещение ГС № 2806 на юго-восток (260 метров). Второй вариант предполагал изменение расположения как обоих горизонтальных стволов, так и наклонно-направленных скважин (Рис.2): смещение забоя нагн. скв. № 3005 на юго-запад (на 550 м), изменение направления ГС № 2806 на (СВ – ЮЗ), смещение забоя нагн. скв. № 3105 на юго-запад (на 550 м).

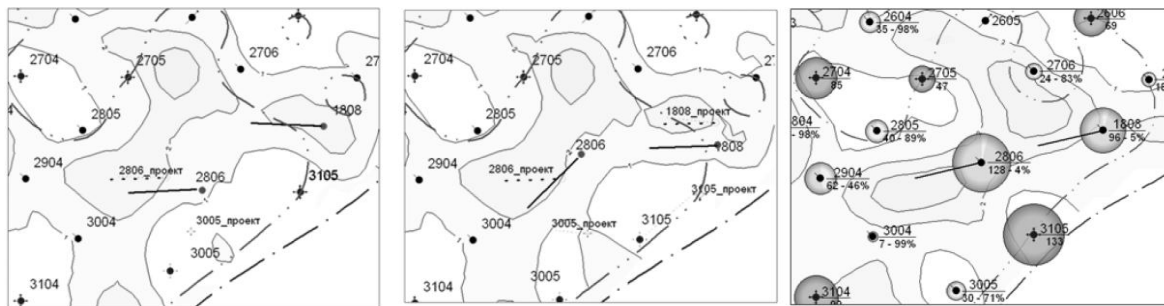


Рис. 2 Карта ОННТ на 2040 год: вариант 1(слева), вариант 2 (центр), факт. расположение скв. (справа)

По результатам расчета (начало 2011 г.) был определен оптимальный вариант (вар.2) разработки данного участка месторождения. На текущий момент, по результату разбуривания 65 куста, можно судить о предварительных результатах принятых решений, а также выдвинутых рекомендациях сделанных ранее (до разбуривания). На карте остаточных нефтенасыщенных толщин построенной на 2040 г. (рис.2) представлено текущее расположения скважин 65 куста, а также, карта текущих отборов. Видно, что фактическое расположение скважин 65 куста в значительной степени сходится с планируемым размещением Вар.2. Выработка запасов действительно представляется более выгодной при фактическом расположении скважин. Суммарная накопленная добыча нефти (скв. №№ 2806, 1808) по рекомендуемому вар.2 больше, чем в вар.1. Однако накопленная добыча нефти при фактической проводке превышает добычу варианта 2 на 100 тыс. тонн. Данный факт объясняется высокими запускными значениями горизонтальных скважин, ввиду благоприятных абсолютных значений отбивок кровли пласта, а также проводки по верхней части пласта, обладающей улучшенными ФЕС. Сравнительный анализ показывает, что выданные рекомендации по расположению скважин к. 65 оправданы начальными и текущими дебитами нефти и жидкости.

Расчет запускных параметров по ВНС и ГТМ. В течении 2010 – 2011 года проходило интенсивное разбуривание Таловой площади Игольско-Талового месторождения (к. №65, 58). По результатам бурения, на основе полученной новой геологической и промысловой информации, выполнялось обновление/уточнение как геологической, так и фильтрационной модели. В параллельном режиме, по результатам запусков, был проведен сравнительный анализ (план/факт). Проводилось сравнение планируемых запускных значений (при планировании использовалась информация в т.ч. полученная из расчетов на ПДГТМ) и фактически полученных дебитов нефти, жидкости и обводненности. Необходимо отметить хорошую подтверждаемость планируемых эффективных длин горизонтальных скважин, а так же забойных и пластовых давлений. Самый большой разброс между планируемыми и фактическими данными по средним значениям наблюдается в данных по обводненности. Данный факт объясняется высоким процентом обводненности скв. № 2708 (на стадии бурения был высокий риск неподтверждения структуры).

По результатам бурения скв.№ 2708 структурные отметки пласта были скорректированы (падение структуры на 12 метров). Корректировка модели по результатам бурения скв. № 2708 привела к адекватным (соответствующим факту) значениям запуска и динамике работы. Проведенный сравнительный анализ также

показывает существенные отклонения в значениях K^*H . Ключевую роль в этом играет значение проницаемости, как одно из наиболее вариативных параметров. По результатам бурения к.58, 65 было скорректировано значение абсолютной проницаемости в модели в рассматриваемом регионе. Внесенные правки проницаемости позволяют выполнять надежные расчеты и осуществлять подготовку ответов на оперативные задачи по переводу скважин в ППД, рассчитывать ГТМ и выдавать рекомендации заказчику.

Выводы

Использование уточненной гидродинамической модели совместно с анализом промысловых данных является мощным инструментом повышения эффективности разработки месторождений.

На основе результатов процесса сопровождения уточнены геологическая и фильтрационная модели (структура, свойства). Текущее состояние модели позволяет в оперативном режиме отвечать на запросы заказчика, а так же рекомендовать мероприятия, направленные в том числе на предотвращение преждевременного обводнения, формирование регулярной сетки ППД.

Литература

1. Carl E. Johnson Prediction of oil recovery by waterflood – a simplified graphical treatment of the Dykstra-Parsons method // paper SPE / Journal of petroleum technology, 55 – 56, November, 1956
2. Morrison G. R. Dykstra Parsons water flood theory adapted to chemical modeling // paper SPE 97645 presented at the 1996 SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Malaysia, 5 – 6 december.

АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ НОВО-ПОКУРСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.А. Минич

Научный руководитель ассистент Е.Г. Карпова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В административном отношении Ново-Покурское месторождение расположено в Тюменской области Ханты-Мансийского автономного округа на территории Сургутского и Нижневартовского районов.

Географически месторождение приурочено к Западно-Сибирской равнине и расположено на левом берегу широтного участка реки Обь примерно в 100 км к юго-западу от города Мегиона и 80 км к юго-востоку от города Сургута.

Поисково-разведочные работы начаты в 1980 году согласно проекту геологоразведочных работ.

Максимальный уровень добычи нефти был достигнут в 2008 году в объеме 440,9 тыс. т, при обводненности 47 % [1]. Максимальные уровни добычи жидкости и закачки воды также достигнуты в 2008г. и составили соответственно 738,7 тыс. т. 599,5 тыс. м³ (рис. 1.)

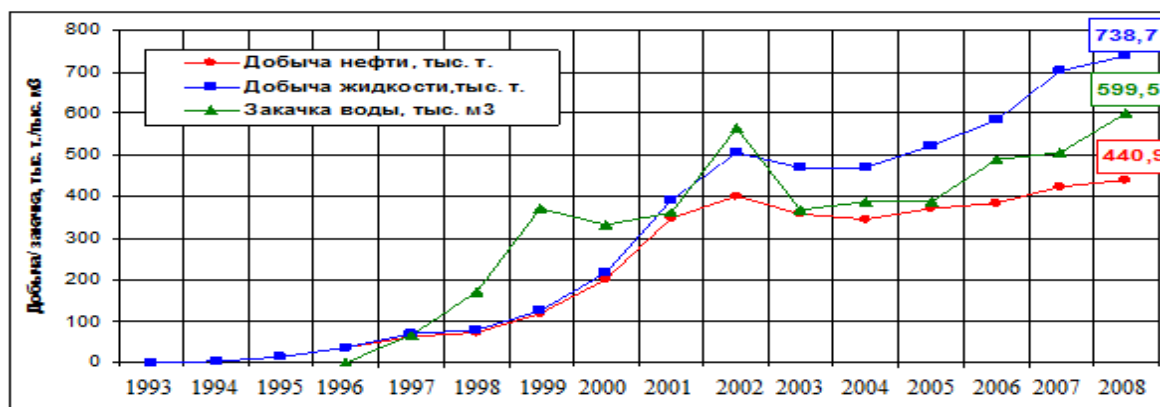


Рис. 1 Динамика основных технологических показателей разработки

По состоянию на 01.01.2008 г. на месторождении пробурено 272 эксплуатационных скважины (проектный фонд – 667 скважин). Реализация проектного фонда скважин составляет 44 %. (рис. 2)

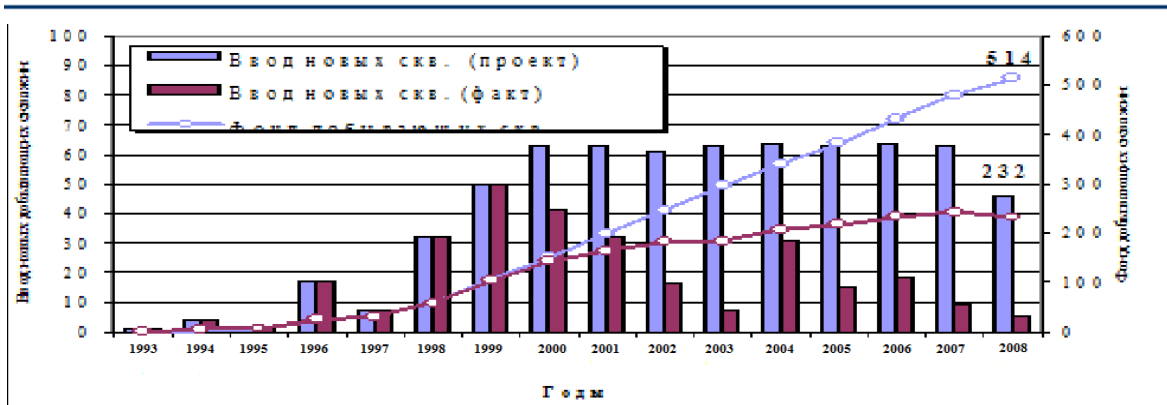


Рис. 2 Сопоставление проектных и фактических показателей по вводу скважин

Причины невыполнения проектных решений в области бурения и ввода новых скважин можно считать объективными: в соответствии с текущим представлением о геологическом строении продуктивных пластов Ново-Покурского месторождения большая часть проектного фонда скважин оказалась размещенной в менее благоприятных условиях, чем предполагалось при проектировании.

Данный факт обусловил меньшие дебиты скважин по жидкости (рис. 3.) и отборы жидкости в целом.

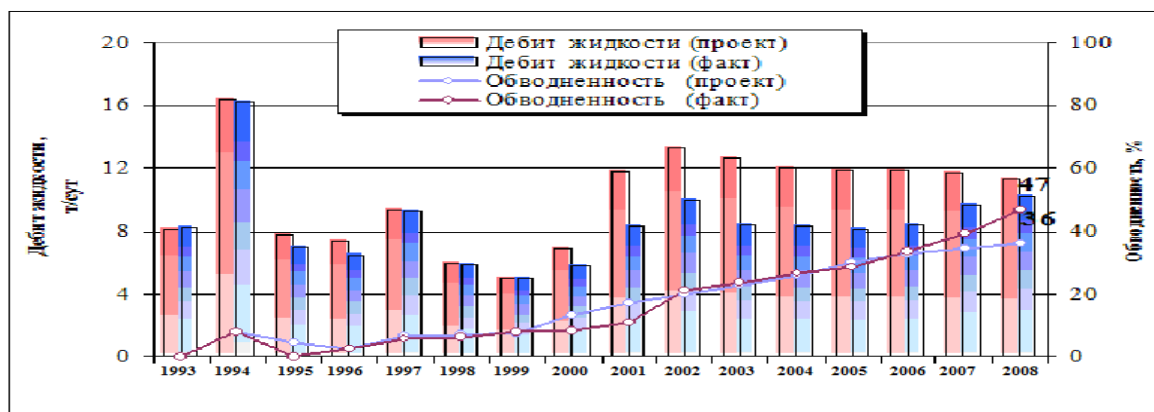


Рис. 3 Сопоставление проектной и фактической динамики дебитов жидкости и обводненности

Гидро разрыв пласта (ГРП) – один из методов интенсификации работы нефтяных и газовых скважин и увеличения приёмистости нагнетательных скважин. Метод заключается в создании высокопроводимой трещины в целевом пласте для обеспечения притока добываемого флюида к забою скважины. Технология осуществления ГРП включает в себя закачку в скважину с помощью мощных насосных станций жидкости разрыва при давлениях выше давления разрыва нефтеносного пласта.

Эффективность ГРП по годам проведения

Год	Кол-во операций	Н _{эф.} неф-ая	Дебит нефти, т/сут		Дл-ность эффекта, мес.	Обводненность, %	
			до ГРП	после ГРП		до ГРП	После ГРП
1994	16	8,4	3,4	18,8	45	18,3	3,4
1995	16	7,3	2,4	9,9	49	6,8	10,4
1996	28	6,8	2,2	10,6	30	7,2	13,7
1997	15	7,6	1,9	8,6	30	19,1	17,6
1998	8	8,5	3,6	9,4	30	28,4	10,6
1999	6	8,7	1,8	8,6	30	9,9	22,9
2000	15	7,4	2	11,3	25	23,3	26,3
2001	3	6,5	4,4	6,8	25	25,9	24,2
2002	1	11	5,1	11,3	-	13,7	16,8
2003	10	9,9	2,4	16,2	-	8,7	17

Анализ промысловых данных позволяет сделать следующие выводы:

Основные расхождения проектных и фактических показателей разработки обусловлены отставанием в реализации проектного фонда скважин.

При разбуривании всего 44 % проектного фонда скважин сопоставление уровней добычи жидкости, нефти и закачки воды практически нерационально.

Допущенные отклонения по вводу новых скважин связаны со значительным изменением представлений о структуре геологических запасов нефти, прежде всего их величины и качества.

Основные проблемы качества запасов нефти напрямую связаны с низкой продуктивностью добывающих скважин. Выполненные объемы работ по внедрению гидроразрыва пласта не обеспечили проектных характеристик работы скважин, что требует пересмотра технологий проведения ГРП и разработки нового дизайна, обеспечивающего длительную эффективность и больший прирост дебитов [2].

В связи с новыми данными о коллекторских и фильтрационно-емкостных свойствах продуктивных пластов, характером их распространения необходима переоценка величины извлекаемых запасов нефти и составление нового технологического документа, обеспечивающего их рациональное доизвлечение.

Литература

1. Авторский надзор за реализацией Технологической схемы разработки Ново-Покурского месторождения. – М.: 2007
2. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов. – М.: ОАО «Издательство Недр», 1998. – 365 с.: ил

РАЗВИТИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЯ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

А.В. Мишина, Д.Э. Исламов, Е.С. Лебедев

Научный руководитель профессор М.Л. Карнаухов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Интерпретация гидродинамических исследований скважин позволяет оценить продуктивные и фильтрационные характеристики пластов и скважин, а также особенности околоскважинной и удаленной зон пласта. Наиболее распространенными являются исследования на неустановившихся режимах, а именно методом кривых падения давления. Причиной массовости применения исследований методом кривых падения давления является то, что при проведении исследований методом кривых восстановления давления скважину приходится останавливать на несколько дней, что влечет за собой снижение прибыли компании, и поэтому, несмотря на то, что требованиями регламента добывающих компаний исследования на неустановившихся режимах должны охватывать 80 % от исследуемых скважин, данные нормы не выполняются. Так же значительное количество выполняемых исследований методами кривых восстановления давления и кривых восстановления уровня производится с низким качеством, что не дает возможности определить характер движения флюидов в зонах отбора, а только дают оценку фильтрационных параметров продуктивных пластов. Анализ и интерпретация кривых падения давления позволяют определить механизм вытеснения и направления движения в пласте. А главное – определить энергетическое состояние залежи нефти. Основное преимущество исследования нагнетательных скважин перед исследованиями в добывающих скважинах – скорость закачки жидкости легче контролировать, чем дебиты в добывающих скважинах. Недостаток – анализ испытаний усложняется за счет эффекта многофазного течения при закачке жидкости, отличной от пластового флюида и из-за возможного образования трещин в призабойной зоне. Данная работа основывается на интерпретации и анализе гидродинамических исследований, проведенных на Самотлорском месторождении.

Из 1027 исследований проведенных на Самотлорском месторождении в период с 01.07.2010 г. по 31.12.2010 г. 879 были проведены методом кривых падения давления. При интерпретации полученных графиков кривых падения давления были выявлены следующие особенности. При выполнении замеров давлений в период остановки нагнетательных скважин после длительной отработки кривых падения давления, как правило, получаются со своеобразным «зигзагом», отмечаемым на кривых через 3 – 4 часа после остановки скважин.

Если манометр установлен в насосно-компрессорных трубах на глубине интервала перфорации или несколько выше, то он полноценно фиксирует весь процесс снижения давления в скважине. К таким записям можно отнести, например, кривые падения давления, показанные на рис.1.

Скважины 35444, 35490 имеют резкий излом при давлении в районе 170 атм – это давление соответствует гидростатическому давлению столба жидкости (воды) в скважине. Причина изгиба кривых падения давления связана с тем, что кривая до снижения давления до указанной величины (170 атм) фиксируется в условиях упругого расширения воды в замкнутом пространстве скважины и темп снижения давления полностью определяется переходными, происходящими процессами в пласте: при высокой проницаемости темп снижения низкий, при низкой проницаемости темп снижения высокий.

Однако когда давление в скважине становится равным гидростатическому давлению, то последующее снижение давления в скважине теперь уже определяется не только фильтрационными свойствами пласта, но и

емкостью ствола скважины: то есть понижение уровня жидкости в скважине теперь главным образом определяет темп снижения забойного давления. При этом фиксируется пластовое давление, которое в данных скважинах оказывается ниже гидростатического. По-видимому, в районе таких скважин не достигается компенсация отборов и закачки.

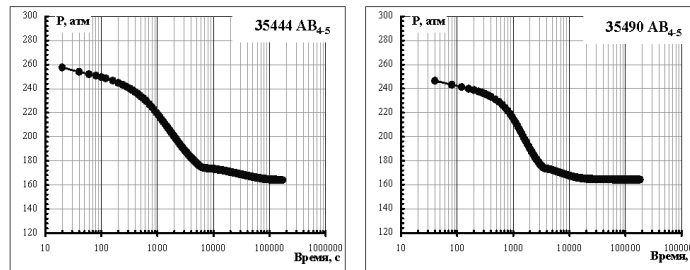


Рис.1 Кривые падения давления скважин на Самотлорском месторождении

Анализ данных гидродинамических исследований скважин – анализ реакции забойного давления на изменение дебита скважины. Во многих исследованиях дебит контролируется на устье скважины. Однако постоянство дебита на устье скважины не означает постоянство дебита на забое из-за эффектов, происходящих в стволе скважины. Явление неравенства дебитов на устье и забое скважины называется влиянием объема ствола скважины на перераспределение забойного давления. Влияние объема ствола скважины может быть вызван расширением (сжатием) флюида в стволе скважины, меняющимся уровнем флюида в стволе скважины. Если же манометр установлен на устье, то он не полностью фиксирует весь процесс снижения давления в скважине, а только до величины атмосферного устьевого давления.

Затем на кривых падения давления фиксируется горизонтальный участок. При первичной интерпретации операторы просто добавляют к замеренному давлению давление гидростатического столба жидкости в скважине, и, таким образом, в базы данных по гидродинамическим исследованиям попадает искаженная (неверная) информация о происходящих на скважинах процессах. Примерами таких кривых падения давления могут быть данные замеров, например, в скважинах 5346, 5351Б, 6642 (рис.2)

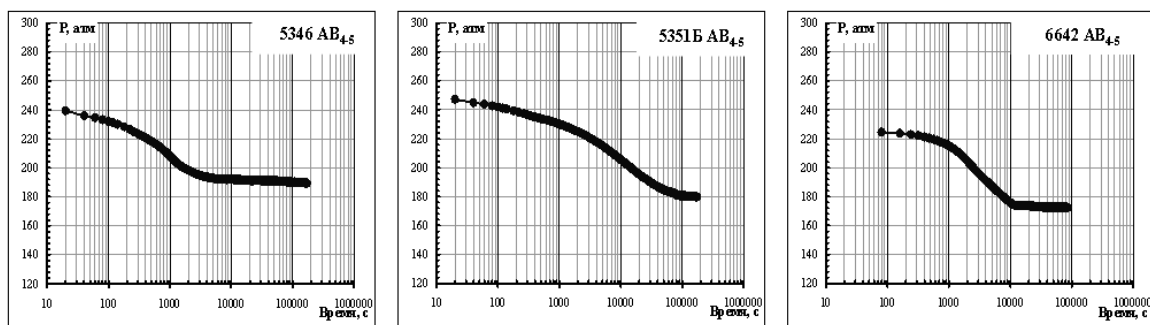


Рис.2 Кривые падения давления скважин на Самотлорском месторождении

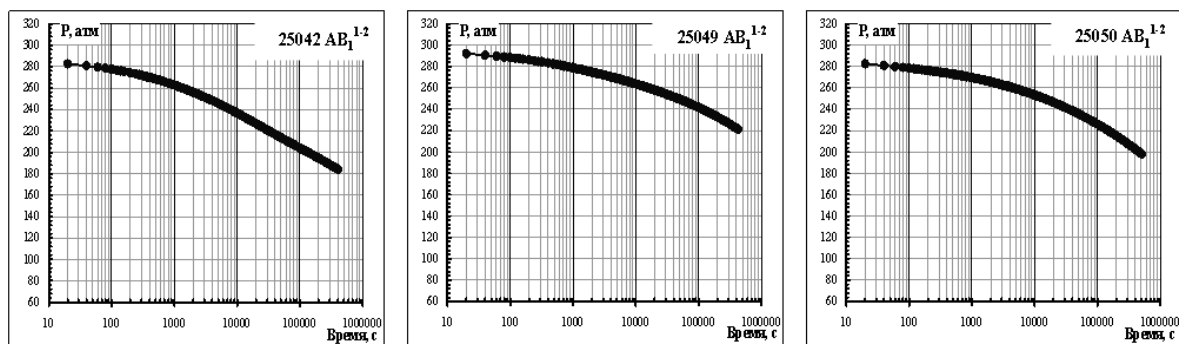


Рис.3 Кривые падения давления скважин на Самотлорском месторождении

Здесь интерпретации подлежит только участок перехода кривых на горизонтальную часть прямой. Хотя при этом можно судить только о свойствах пласта в призабойной зоне скважины (то есть промьтой трещиноватой ее части). Если же за время записи кривых падения давления давление не снижается ниже

гидростатического, то давление закачки вполне обеспечивает компенсацию жидкостей в зоне ее работы, и энергетический режим соответствует норме.

При этом никаких зигзагов на кривых не фиксируется. Примерами таких замеров могут служить, например, скважины на рис.3 25042, 25049, 25050.

Таким образом, наличие «зигзагов» на кривых падения давления является важной дополнительной информацией о протекании процессов «восстановления» давления после остановки скважины, являясь некоторым репером, фиксирующим промежуточный этап смены режима кривых падения давления.

Полученная описанным способом информация о пласте является полезной для оценки состояния заводнения. А именно, определить насколько глубоко в пласт внедрилась вода и вычислить, сколько еще времени следует ожидать появления воды в добывающих рядом расположенных скважинах.

Эти же замеры позволяют выявить и важную информацию о том, вся ли закачиваемая вода поступила в разрабатываемый объект. Не исключен ее уход в посторонние объекты. Тогда необходимо будет запланировать какие-то специальные меры по регулированию закачки в нужный объект.

Литература

1. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. – М.: Недра, 1973. – 246 с.
2. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. – М.: Недра, 1984. – 269 с.
3. Карнаухов М.Л. Гидродинамические исследования скважин испытателями пластов. – М.: Недра, 1991, – 204 с.
4. Карнаухов М.Л., Пьянкова Е.М. Исследования скважин при контроле за разработкой нефтяных месторождений // Тр. Всерос. науч.-техн. конф.: Большая нефть: реалии, проблемы, перспективы. – Альметьевск, 2001, – Т.1 – С. 315 – 323.
5. Карнаухов М.Л., Совершенствование методов интерпретации результатов ГДИ скважин // Проблемы развития топливно-энергетического комплекса Западной Сибири на современном этапе: Материалы Всероссийской научно-технической конференции. – Тюмень: Вектор Бук, 2001, – С. 14 – 15.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ТАРХАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

О.В.Никифорова

Научный руководитель доцент Л.В.Вишнякова

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Трассеры (индикаторные) исследования являются в своем роде уникальным методом определения фильтрационно-емкостных параметров (ФЕП) пласта в межскважинном пространстве, поскольку практически все остальные методы могут дать представление лишь о строении коллектора в призабойной зоне.

Изучаемые ФЕП межскважинного пространства:

- наличие или отсутствие гидродинамической связи между исследуемыми нагнетательными и контрольными добывающими скважинами, между различными куполами, между различными пластами разреза (для многопластовых залежей),
- проницаемостные характеристики зоны фильтрации,
- производительность каналов фильтрации нагнетаемой воды,
- вклад нагнетаемой воды в обводнение для зоны фильтрации
- преимущественные направления потоков фильтрации нагнетаемой воды от исследуемых нагнетательных скважин к контрольным добывающим скважинам,
- степень влияния соседних нагнетательных скважин.

Изучение ФЕП межскважинного пространства можно проводить либо по всей мощности объекта исследования или для более ограниченной зоны фильтрации.

Наиболее распространенным в данном случае является изучение ФЕП межскважинного пространства для зон низких фильтрационных сопротивлений (НФС) или высокопроницаемых каналов фильтрации.

Основные причины образования каналов НФС носят преимущественно техногенный характер: операции гидроразрыва пласта, глубокие депрессии и высокие репрессии при бурении, освоении и эксплуатации скважин могут превышать критические величины раскрытия динамо-напряженных зон и флексурно-разрывных нарушений и, тем самым, способствовать образованию трещин (каналов с аномально низким фильтрационным сопротивлением).

Каналы НФС довольно существенно влияют на процесс разработки в сторону снижения коэффициентов охвата и нефтевытеснения. Вода, закачиваемая в исследуемые нагнетательные скважин и фильтрующаяся по каналам НФС, не совершает полезной работы и не вытесняет нефть, содержащуюся в поровой матрице пласта.

Трассерные исследования основаны на введении в исследуемую нагнетательную скважину заданного объема меченой жидкости, которая оттесняется к контрольным добывающим скважинам, вытесняющим агентом путем последующей (после закачки меченого вещества) непрерывной подачи воды в исследуемую нагнетательную скважину.

Одновременно из устья контрольных добывающих скважин начинают производить отбор проб. Отобранные пробы анализируются в лабораторных условиях для определения наличия трассера (индикатора) и

его количественной оценки. По результатам анализа строятся кривые зависимости изменения концентрации трассера в пробах от времени, прошедшего с начала закачки трассера для каждой контрольной добывающей скважины.

Вид кривой «концентрация трассера-время» характеризует фильтрационную неоднородность межскважинного пространства выбранного объекта исследований.

Время прихода каждой порции трассера определяет проницаемостные характеристики потоков фильтрации.

Концентрация трассера определяет массу выхода трассера или производительность каналов фильтрации, что позволяет определить преимущественные направления потоков фильтрации нагнетаемой воды и вклад нагнетаемой воды (вклад зоны фильтрации) в обводненность продукции добывающих скважин.

В течении 2007 – 2009 г. компанией ООО «Нефтехиминжиниринг» проводились многочисленные трассерные исследования межскважинного пространства на Тарханском месторождении Оренбургской области, объект Т1. Объем проведенных работ на объекте Т1 составил 2 исследуемых нагнетательных скважины, 8 контрольных добывающих скважин.

Основные показатели разработки по объекту проведения трассерных исследований на месторождении приведены в табл. 1.

Основные геолого-физические характеристики объекта проведения работ представлены в табл. 2.

Таблица 1

Основные показатели разработки по объекту Т1 проведения трассерных исследований Тарханского месторождения Оренбургской области

Количество исследуемых нагнетательных скважин	2
Количество контрольных добывающих скважин	8
Проницаемость, м ³ /сут	284
Обводненность по участку средняя, %	93
Дебит жидкости по участку средний, м ³ /сут*скв	158
Дебит воды по участку средний, м ³ /сут*скв	142
Перепад забойных давлений, атм	222
Расстояние до нагнетательной скважины среднее, м	835

Таблица 2

Основные геолого-физические характеристики объекта Т1 проведения трассерных исследований Тарханского месторождения Оренбургской области

Параметр	минимум	среднее	максимум
Тип коллектора	карбонатный (Т1)		
Средняя глубина залегания, м	1010	2140	2908
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	0.80	4.81	14.10
Пористость, доли ед.	0.06	0.15	0.22
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0.55	0.76	0.93
Проницаемость по керну, мДарси	1	430	1 700
Коэффициент песчанности, доли ед.	0.14	0.55	0.93
Коэффициент расчленённости, доли ед.	1.30	4.10	10.80
Начальная пластовая температура, оС	21	46	74
Начальное пластовое давление, Мпа	16	23	29
Вязкость нефти в пластовых условиях, спз	1.32	4.63	41.50
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0.73	0.80	0.92
Плотность нефти в поперх. условиях, т/м ³	0.81	0.85	0.92
Объёмный коэффициент нефти, доли ед.	1.03	1.13	1.45
Вязкость воды в пластовых условиях, спз	1.00	1.13	1.35
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1.15	1.17	1.19

В качестве трассеров использовались стабильные индикаторы, не растворимые в нефти и не адсорбируемые на породе – карбамид, натрий азотнокислый, тиомочевина.

Проведенные трассерные исследования показали следующее. Наличие развитой сети гидродинамически связанных каналов с аномально высокими проницаемостными характеристиками - каналов НФС.

Диапазон проницаемостей каналов НФС варьируется в широком диапазоне от 8,5 до 39,4 Дарси для абсолютной проницаемости (от 6 до 21 Дарси для фазовой проницаемости по воде), что на несколько порядков превышает значения проницаемостей определенные для данного объекта по другим видам исследований (табл. 3). Наличие каналов НФС не учитывалось при построении существующих геолого-гидродинамических моделей объекта исследования.

Таблица 3

Результаты трассерных исследований по объекту Т1 Тарханского месторождения Оренбургской области (проницаемостные характеристики)

Диапазон времени выхода индикатора для зоны фильтрации, сут	Диапазон проницаемостей для зоны фильтрации, мДарси		Диапазон скорости фильтрации и для зоны фильтрации, м/час	Диапазон скорости движения для зоны фильтрации, м/час	Размер для круглых каналов для зоны фильтрации, см	Размер для трещин для зоны фильтрации, см
	Абсолютная проницаемость (К)	Фазовая проницаемость по воде (К*К _{гв})				
Минимум	Минимум	Минимум	Минимум	Минимум	Минимум	Минимум
Максимум	Максимум	Максимум	Максимум	Максимум	Максимум	Максимум
2	8 500	6 000	0,08	0,7	0,05	0,03
51	39 400	21 000	0,23	3,1	0,11	0,07

Практически для всех контрольных добывающих скважин характерно наличие нескольких пиков (экстремумов) концентрации индикатора в отобранных пробах (рис. 1), что свидетельствует о существовании нескольких каналов НФС на объекте исследования.

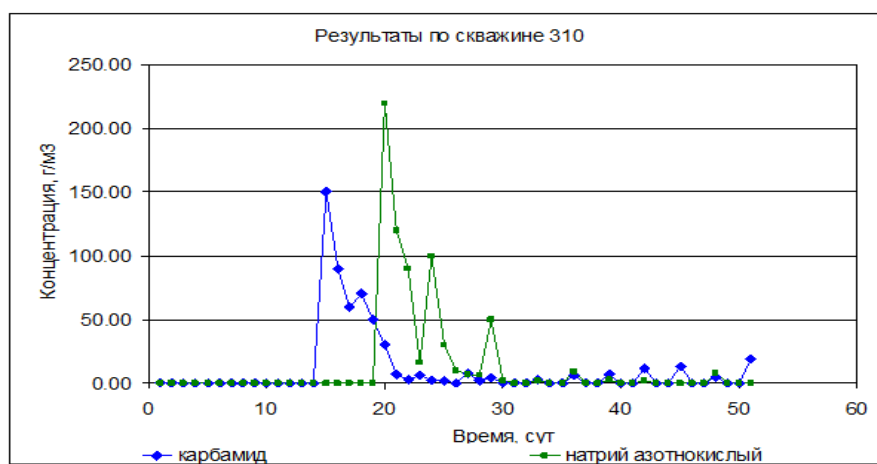


Рис.1 Типичный график выхода трассеров по контрольной добывающей скважине

Скорости фильтрации¹ закачиваемой воды по каналам НФС находятся в диапазоне 0,08...0,23 м/час

Скорости движения² по каналам НФС находятся в диапазоне 0,70...3,10 м/час, что превышает характерные скорости фильтрации для данных коллекторов на несколько порядков.

Раскрытость каналов НФС оценивается в размере 0,05...0,11 см (для круглых каналов фильтрации) или 0,03...0,07 см (размер для трещин).

Объемы каналов НФС на участке одной нагнетательной скважины составляет 2 326 м³ (табл. 4).

Доля фильтрации нагнетаемой воды по каналам НФС составляет 31 %.

Вода, фильтрующаяся по каналам НФС, не совершает полезной работы по вытеснению нефти из пласта и является источником обводнения контрольных добывающих скважин. С ростом доли каналов НФС наблюдается увеличение текущей обводненности добывающих скважин по объекту исследования (рис. 2).

1 Скорость фильтрации жидкости – это скорость, с которой двигалась бы жидкость, если бы пористая среда отсутствовала, и движение происходило в свободном пространстве, ограниченном кровлей и подошвой пласта[1].

2 Скорость движения частиц определяется расстоянием между скважинами и временем, с момента ввода индикатора до момента появления его в скважине[1].

Таблица 4

Результаты трассерных исследований по объекту Т1 Тарханского месторождения Оренбургской области (производительность каналов фильтрации)

Средний выход индикатора на одну нагнетательную скважину, кг	365
Средний объем каналов фильтрации на одну нагнетательную скважину, м ³	2 326
Доля каналов НФС, %	31

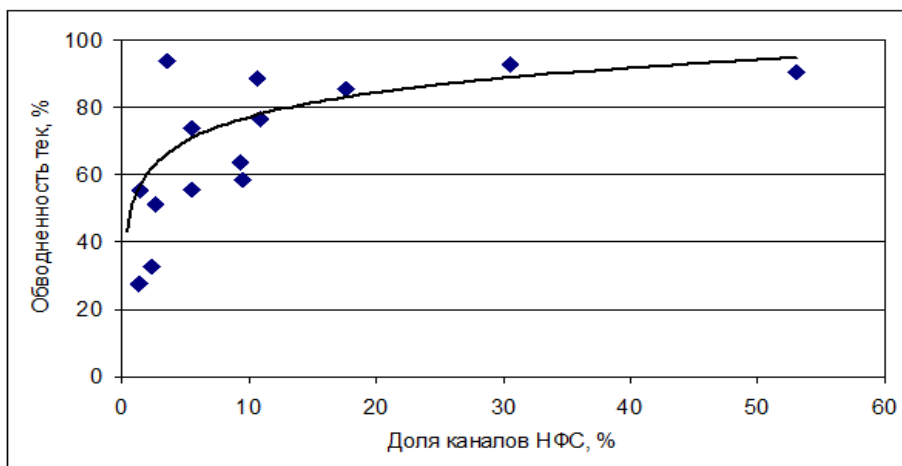


Рис. 2 Влияние каналов НФС на обводненность добывающих скважин

Объект исследования характеризуется неравномерным распределением потоков фильтрации по каналам НФС по площади (зональная неоднородность). Неравномерность охвата пласта процессом вытеснения нефти закачиваемой водой, как по мощности, так и по площади ведет к снижению конечного коэффициента извлечения нефти и снижению отборов запасов нефти. Анализ результатов трассерных исследований по объекту проведения работ показал, что с ростом доли каналов НФС возрастает величина не достижения проектных значений нефтеотдачи (рис. 3).

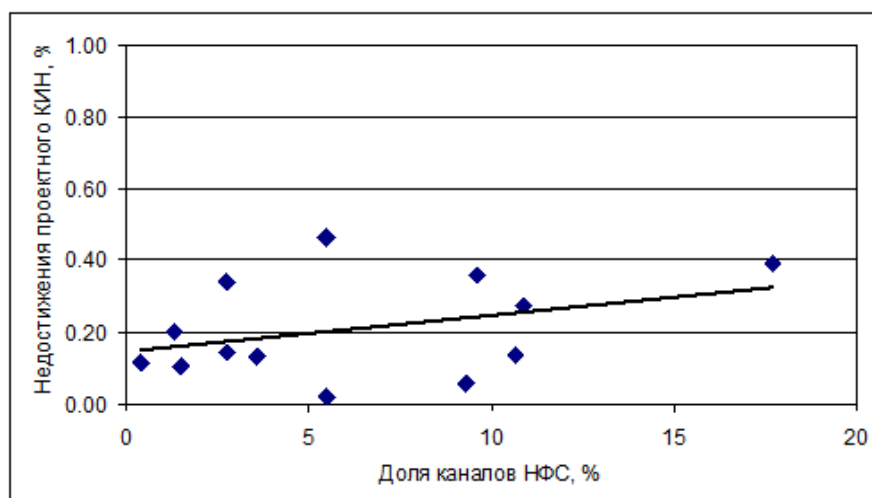


Рис. 3 Влияние каналов НФС на разработку Тарханского месторождения

Практическая значимость результатов трассерных исследований объекта Т1 Тарханского месторождения Оренбургской области заключается в следующем.

Проведение трассерных исследований для рассматриваемых объектов позволило повысить информативность промысловых данных о геологическом строении исследуемых объектов и определило

необходимость учитывать при создании или корректировке существующих геологических и гидродинамических моделей пластов наличие каналов НФС. В результате трассерных исследований у разработчиков моделей появилось четкое представление о направлении распространения и уровнях фильтрационно-емкостных параметров (скорости фильтрации, проницаемости, объема каналов фильтрации, вклад закачиваемой воды по высокопроницаемым каналам фильтрации в обводненность) высокопроницаемых каналов фильтрации в пласте.

На основании результатов проведенных трассерных исследований для объекта исследования были сделаны выводы о необходимости проведения мероприятий с применением технологий повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) в целях ограничения притока воды по каналам НФС и увеличения охвата остаточных запасов процессом вытеснения нефти водой. Использование уточненной информации о геологическом строении объектов исследования способствовало выработке наиболее эффективных технологических решений при планировании и реализации технологий ПНП.

Литература

1. Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б. «Подземная гидравлика», – М.: Ижевск, 2001г.

АНАЛИЗ РАБОТЫ СКВАЖИНЫ С ВЫДЕЛЕНИЕМ ОБЛАСТЕЙ ФИЛЬТРАЦИИ

М.А. Пириева, А.З. Гафинец, С.В. Скородумов

Научный руководитель профессор М.Л. Карнаухов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Закон фильтрации, записанный в виде уравнения:

$$\Delta P^2 = AQ + BQ^2 \tag{1}$$

соответствует ситуации, когда скорость потока (V) в пласте становится выше критической ($V_{кр}$). При создании депрессионной воронки в пласте скорость фильтрации снижается по мере удаления в пласт. Очевидно, что фильтрация с нарушением линейного закона Дарси будет не во всей области пласта, а только в некоторой околоскважинной зоне (кривая 3 на рис.1).

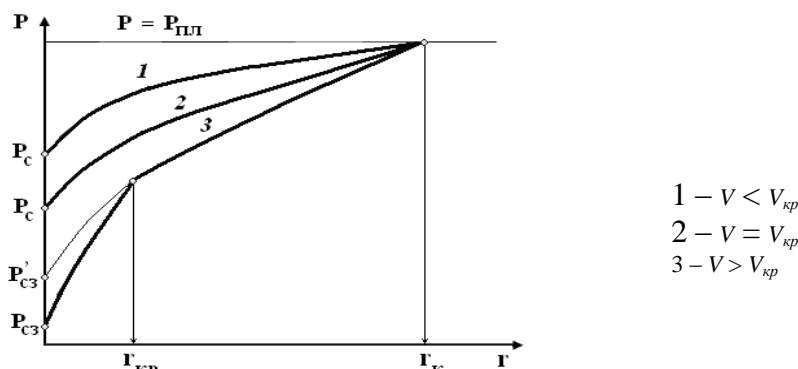


Рис. 1 Распределение давлений в пласте при различных законах фильтрации

На рис. 1 показаны кривые распределения давления при различных законах фильтрации. Кривая 1 соответствует ситуации, когда $V < V_{кр}$ во всей области пласта; кривая 2 – при условии $V = V_{кр}$ при $r = r_c$; т.е. наступает критический поток только на стенке скважины; кривая 3 – критическая скорость фильтрации ($V > V_{кр}$) находятся на удалении от стенки скважины.

При известном значении $V_{кр}$ можно определить максимальную депрессию на пласт, при которой наступает нарушение линейного закона фильтрации:

$$q_{кр} = V_{кр} * 2\pi r_c h = \Delta P_{кр} * \frac{2\pi h r_c}{\ln \frac{r_k}{r_c}} \tag{2}$$

где $V_{кр}$, $q_{кр}$, $\Delta P_{кр}$ – критические скорость фильтрации, дебит и депрессия.

Таким образом, кривая 2 на рис.1 – принимает предельное состояние, когда в пласте ещё идёт линейный закон фильтрации, а на стенке скважины дебит соответствует критической скорости фильтрации $V_{кр}$, а депрессия равна критической депрессии $\Delta P_{кр}$.

Дальнейшее увеличение депрессии, когда $\Delta P > \Delta P_{кр}$, и $q > q_{кр}$, приводит к образованию двух областей фильтрации: призабойной зоны с нарушением линейного закона фильтрации Дарси при $r_c < r < r_{кр}$ и удалённой зоны в интервале $r_{кр} < r < r_k$, то есть от контура $r_{кр}$ до контура r_k , где сохраняется линейный закон фильтрации. Это наиболее важный случай, при котором продуктивные характеристики скважины зависят от расстояния, на котором происходит нарушение линейного закона фильтрации.

Следует заметить, что нарушается закона Дарси и фильтрация по двучленному закону Форчеймера, действует только в близлежащих зонах к скважине, где имеет место влияние перепада давления. Поэтому non-Darcy компонент, часто вводится в уравнение фильтрации как дополнительный компонент в скин факторе, который не зависит от времени и учитывается по тому же принципу, как это было введено Ван Эвердингом – то есть введением показателя – S.

Уравнение Форчеймера первоначально было получено при рассмотрении скоростных потоков жидкости в трубах, где исследовалось движение ламинарное, переходящее в турбулентное. В пористой среде движение жидкости не похоже на трубное, а является потоком в каналах извилистой формы, что в большинстве случаев правильно рассматривать как ламинарный режим. И поэтому и нарушение закона фильтрации не вполне адекватно рассматривать как турбулентный поток в трубах.

Если сравнить величины скорости фильтрации на различных участках пласта, то они изменяются. Например для скважины с 10 метровой толщиной пласта, работающей с дебитом $100 \text{ тыс. м}^3/\text{сут} = 100000 / 86400 = 1,15 \text{ м}^3/\text{с}$ скорость фильтрации у скважины будет равна $1,15 / (2 * 3,14 * 0,1 * 10) = 0,1831 \text{ м/с} = 18,31 \text{ см/с}$, а скорость фильтрации на контуре питания $V = 1,15[\text{м}^3/\text{с}] / (2,314 * 400 * 10) = 0,000124 \text{ м/с} = 0,0124 \text{ см/с}$. То есть эти расчёты показали нам, что при скважине приток газа определяется при скорости фильтрации намного превышающей критическую скорость, равную ($V_{кр} = 1,03\text{см/с}$), то есть в 18 раз, а на контуре питания скорость фильтрации в 83 раза ниже критической. Следовательно, можно утверждать, что всегда при рассмотрении фильтрации в газовых скважинах необходимо рассматривать две зоны пласта с различными зонами фильтрации:

- 1-я – зона, примыкающая к скважине, где происходит фильтрация с нарушениями закона Дарси – $r_c - r_{кр}$
- 2-я – зона, удалённая зона – $r_c - r_{кр}$, где фильтрации идут по закону Дарси.

Основными параметрами влияющими на ИК при расчётах по двучленной формуле фильтрации является коэффициент турбулентности - β и толщина пласта – h . При этом коэффициент β – согласно литературным источникам изменяется в гораздо больших пределах, чем h . А именно в безразмерных значениях принимает величины – от 10^{-2} до 10^6 . В наших расчётах применялись наиболее приемлемые значения β для газовых месторождений – от 10 до 100.

Поскольку главная цель – определение факта существования процессов с нелинейной фильтрацией, то знание точных значений β не требуется.

На рис.2. приведен график ИК, рассчитанный для следующих работы пласта: $\mu_r = 0,0013\text{сП}$; $h = 10\text{м}$; $r_k = 500\text{м}$; $r_c = 0,1\text{м}$; дебит газа Q – изменяется от 100 тыс.м³/сут до 1000 тыс.м³/сут. Кривая 1 – получена для условий линейной фильтрации во всей зоне дренирования пласта, а кривые 2 – 8 рассчитаны для условия фильтрации $k = 0,02; 0,04; 0,06; 0,08; 0,1; 0,12; 0,14; 0,16; 0,18; 0,2$ Д.

В таблице 1. приведены значения критических радиусов при различных дебитах газовой скважины.

Таблица 1

Радиус околоскважинной зоны с нарушением закона фильтрации

Q, м ³ /сут	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
r _{кр} , м	1,42	2,83	4,25	5,67	7,09	8,51	9,92	11,34	12,76	14,18
ΔP, ат	32,96	65,93	98,89	131,86	164,82	197,78	230,75	263,71	296,68	329,64

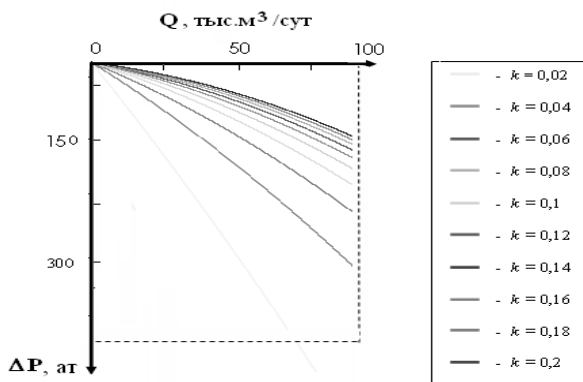


Рис. 2 График расчётных ИК

Как видно из табл. 2, радиус зоны с нарушением закона фильтрации при изменении дебита газовой скважины с 100 тыс.м³/сут до 1000 тыс.м³/сут, для 10м по толщине пласта, - изменяется от 1,42 м до 14,8м. То есть даже при сверхвысоком дебите до 1 тыс. м³/сут, зона нарушения закона фильтрации не превышает 15м.

Таким образом, что при обычных дебитах газовых скважин 100 – 300 тыс.м³/сут радиус зоны с нарушением закона фильтрации не превышает 5м. Хотя именно эта небольшая зона в околоскважинном

пространстве и создаёт основные сопротивления потоку газа и имеет наибольший перепад давления: 70 – 80% депрессий на пласт приходится на зону.

Однако именно в этой околоскважинной зоне происходят другие не менее важные (а может быть и более важные) эффекты: такие как скин-эффект, несовершенство вскрытия и т.д.

Поэтому искривление индикаторных кривых, по-видимому, не следует всегда объяснять за счёт влияния нарушения закона фильтрации.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА ПО ДАННЫМ ЗАМЕРОВ СТАТИЧЕСКИХ И ДИНАМИЧЕСКИХ УРОВНЕЙ

М.А. Пириева, У.М.Карнаухова, В.М. Арсланов

Научный руководитель профессор М.Л. Карнаухов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Эталонные кривые давления во многих случаях являются единственным способом интерпретации результатов испытания скважин. Примером служит исследование скважины № 524. Испытание проводилось с отработкой на 3-х режимах с записью кривой восстановления давления (рис.1). В таблице 1 приведены данные о режимах исследования, где отработка скважины на каждом режиме велась в течение 10 – 23 часов при дебитах газа от 89,13 до 96,77 тыс. м³/сут при диаметрах штуцеров: 1) d=10мм; 2) d=12мм; 3) d=14мм; 4) КВД.

В табл. 1 также приведены данные о средних давлениях и температуре при каждом режиме исследования, а также приведен параметр соответствующего коэффициента сверхсжимаемости.

Таблица 1

Исходные данные по результатам исследования скважины № 524 Пяяхинской площади

№	Диаметр штуцера, d _{шт} , мм	Дебит, Q, тыс.м ³ /сут	Время, T, час	Давление, P _з , ат	Температура, t, °С	Коэф. сверхсжим, Z _з
1	10	89,13	23	88,50	55,45	0,856
2	12	96,50	19	77,39	52,30	0,8632
3	14	96,77	10	67,30	51,99	0,8788
4	-	-	21	315,30	72,20	-

На рис. 1 показаны диаграммы давления P_{заб}, P_{зат} и P_{уст} и температуры t, C°, записанные в процессе исследования скважины № 524, а также приведен график дебитов Q_i при каждом режиме исследования – где отображены основные режимы исследования, принятые во внимание при расчете параметров пласта.

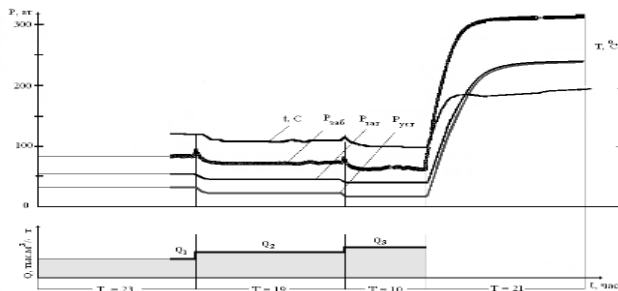


Рис. 1 Графики давления, температуры и дебита при штуцерах диаметром: 1. d = 10 мм; 2. d =12 мм; 3. d =14 мм; 4. КВД.

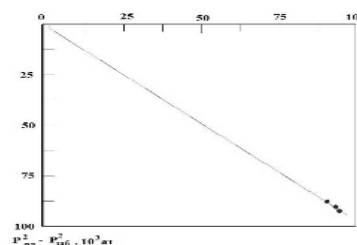


Рис. 2 Обработка результатов замеров при исследовании на режимах с построением индикаторной кривой: а) (P_{пл}²-P_з²), Q

На рис. 2 представлены результаты обработки данных замеров при исследовании на режимах. Построена индикаторная кривая на графике с координатами: а) Δ(P²) = (P_{пл}²-P_з²), Q; где P_{пл}, P_{заб} – пластовое и забойное давления, Q – дебит. Как видно, по графикам ИК получена кривая, характеризующая несущественное нарушение закона фильтрации – близка к линейной функции. Поэтому допустимо определять параметры продуктивности, проницаемости и гидропроводности по этому графику (рис.2.)

Расчеты выполнены в соответствии с зависимостями:

$$P_{пл} - P_z = 0,159 \cdot Q \cdot \frac{\mu}{kh} \ln \frac{r_c}{r_k} \tag{1}$$

где μ – вязкость, h – толщина пласта, k – проницаемость, r_с, r_к – радиусы скважины и контура питания. Из данных рис. 2 рассчитана продуктивность η при средних значениях: Q = 90 тыс. м³/сут, ΔP = 295 ат,

$$\eta = \frac{Q}{\Delta P} = \frac{90 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}}{295 \text{ ат}} = 0,305 \frac{\text{тыс. м}^3/\text{сут}}{\text{ат}} \tag{2}$$

Гидропроводность пласта $\frac{kh}{\mu}$ по ИК:

$$\frac{kh}{\mu} = 0,159 \cdot \eta \cdot z_3 \cdot \frac{T_{пл} \cdot P_0}{P_{пл} \cdot T_y} \cdot \ln \frac{r_c}{r_k} = 0,159 \cdot 0,305 \cdot 10^3 \frac{m^3}{am} \cdot \frac{0,86 \cdot 325,3^\circ K \cdot lam \cdot \ln 500}{0,1} = 1,45 \frac{Дсм}{сП} \quad (3)$$

r_k, r_c – радиус контура питания и скважины; Z_3 – коэффициент сверхсжимаемости для забойных условий: $P_0 = 1$ ат при $P_{пл} = 315,3$ ат; $T_{пл}$ и T_y – температура на забое и на устье.

Проницаемость по ИК:

$$k = \frac{kh}{\mu} \cdot \frac{\mu}{h} = 1,45 \cdot \frac{0,024}{2430} = 0,02 мД \quad (4)$$

где вязкость газа для забойных условий в соответствии с компонентным составом равна $\mu = 0.024$ сП.

Кривая восстановления давления построена на графике в полулогарифмических координатах Хорнера (рис. 3) в соответствии с данными по КВД (рис.1).

Максимальный перепад давления, рассчитанное по КВД - $P_{пл} - P_{заб} = 212$ ат. $\Delta P_1 = 204$ ат - давление в точке, соответствующей первой декады на графике Хорнера.

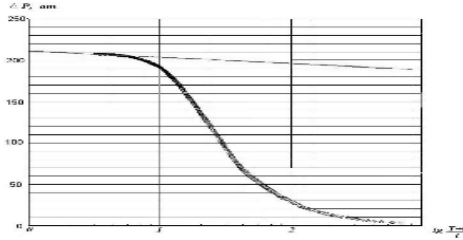


Рис. 3 Кривая восстановления давления – график Хорнера производной давления (кривая восстановления давления)

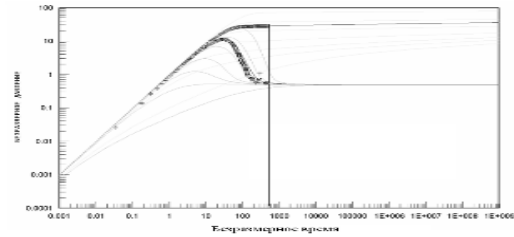


Рис. 4 Диагностический график

Наклон конечного участка КВД на графике Хорнера равен: $i_1 = \frac{212 - 204}{1} = 8 ат/лц.$

В соответствии с уравнением Хорнера восстановление давления при радиальном потоке газа определяется как:

$$P = P_{пл} - q_{cp} \cdot \frac{2,3 \cdot \mu \cdot z_3 \cdot P_0 \cdot t_3}{4\pi h \cdot P_3 \cdot t_4} \cdot \lg \frac{T+t}{t}$$

Исходя из этого уравнения рассчитана гидропроводность пласта:

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{2,3}{4\pi} \cdot \frac{q_{cp} \cdot z_3 \cdot P_0 \cdot t_3}{i \cdot P_3 \cdot T_{усм}} = \frac{2,3}{4 \cdot 3,14} \cdot \frac{90 \cdot 10^3 \left[\frac{m^3}{сут} \right] \cdot 0,86 \cdot 1 [m] \cdot 325,3^\circ K}{8 \left[\frac{ат}{лц} \right] \cdot 315,3 [m] \cdot 293^\circ K \cdot 86400 с} = 7,22 \cdot 10^{-5} \frac{m^3 / с}{ат} = 72,2 \frac{Дсм}{сП}$$

В уравнениях (6) и (7): $Z_3 = 0,86$, $T_y = 273 + 20 = 293$ К, $T_{заб} = 273 + 52,3 = 325,3$ °К. Таким образом, по ИК гидропроводность равна $\left(\frac{kh}{\mu}\right)_{кр} = 1,45 \frac{Дсм}{сП}$, а по КВД $\left(\frac{kh}{\mu}\right)_{квд} = 72,2 \frac{Дсм}{сП}$, то есть в 50 раз выше. При

$h = 24,3 м = 2430 см$ определяется проницаемость удаленной зоны пласта $k = 253 \cdot \frac{0,024}{1900} = 3,2 мД$. Скин-эффект по

$$КВД \quad s = 1,151 \cdot \left(\frac{P_{пл} - P_6}{i}\right) = 1,151 \cdot \left(\frac{315,3 - 67,3}{8}\right) = 35,7.$$

Высокий скин-эффект и наличие излома на КВД свидетельствует о том, что снижение проницаемости в ПЗП возможно связано с выпадением конденсата. На рисунке 4 приведен диагностический график производной давления. Этот график выполняет роль диагностических кривых, по которым определяются виды потоков. Горизонтальная часть КВД на графике производной давления свидетельствует о том, что процесс радиального течения достигнут и параметры пласта, определенные по графику Хорнера – верны. Создание программ построения теоретических (или эталонных) кривых, позволяет непосредственно осуществлять подгонку эталонных (рассчитанных на компьютере) кривых к известным фактическим кривым, полученным на скважинах. Данная методика сравнения кривой при промысловых замерах с эталонными кривыми дает более точные результаты определения параметров пласта. Поскольку же мы имеем дело не с загрязнением пласта, а с выпадением конденсата, снижающего сопротивление в ПЗП, то, очевидно, устранение такого «скин-эффекта» может быть достигнуто регулированием депрессии на пласт. Последнее можно осуществить путем гидроразрыва пласта.

Выводы:

- 1) Проницаемость по ИК оказалась существенно ниже, чем по КВД, что свидетельствует о низких сопротивлениях потоку в ПЗП. Высокий скин-эффект подтверждает существование низкопроницаемой ПЗП.

- 2) Снижение проницаемости в ПЗП возможно связано выпадением конденсата в пласте.
- 3) Дебит может быть существенно увеличен с удалением скин-эффекта, то есть при работе скважины с пониженной депрессией. Последнее возможно, например, при проведении гидроразрыва пласта.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕКУЩЕЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ МЕТОДОМ СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКОГО ИМПУЛЬСНОГО НЕЙТРОННОГО ГАММА-КАРОТАЖА

Д.В. Перельгин

Научный руководитель доцент Г.Ф. Ильина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Мировой опыт проведения геофизических исследований показывает что в настоящее время наиболее эффективным методом по определению текущей нефтенасыщенности, в обсаженном стальными трубами стволе, является метод спектрометрического импульсного нейтронного гамма каротажа (С\О-каротаж).

Метод позволяет решать поставленную задачу в широких пределах минерализации пластовых и нагнетаемых вод (свыше 20 г/л) и измерять непосредственно в околоскважинном пространстве содержание углерода и кислорода, а также целый ряд других элементов, таких как кальций, кремний, хлор и др. Последующая интерпретация полученных значений делает возможным в конечном итоге определение коэффициентов текущей насыщенности разрабатываемых залежей. Источником быстрых нейтронов с энергией 14 МэВ в аппаратуре ИНГК-С служит высокочастотный импульсный генератор. Для регистрации наведенного жесткого гамма-излучения на практике обычно применяются сцинтилляционные детекторы, обладающие наряду с высокой эффективностью регистрации жесткого гамма-излучения относительно высоким разрешением (например, BGO, GSO). Гамма-излучение, регистрируемое во время генерации нейтронного импульса, состоит из гамма-квантов ГИНР (гамма-излучение неупругого рассеяния), ГИРЗ (гамма излучение радиоактивного захвата) и фонового гамма-излучения (ГИНА, гамма-излучение наведенной активности), связанного с естественной радиоактивностью горных пород, активацией пород и конструкционных материалов. Энергетические спектры являются индивидуальными характеристиками вещества, подвергаемого нейтронному облучению. Регистрируемое в течение импульса генерации нейтронов гамма-излучение представляет собой сумму ГИНР, ГИРЗ и ГИНА. Через несколько микросекунд после окончания нейтронного импульса, когда ГИНР практически исчезнет, ГИНА становится фоновым уже для спектров ГИРЗ. Фоновую составляющую ГИНА измеряют при выключенном генераторе нейтронов спустя время, достаточное для спада ГИРЗ (2÷3 м/сек). "Чистые" спектры ГИНР и ГИРЗ получают путем вычитания соответствующих фоновых из измеренных спектров

Основными факторами, влияющими на точность определения текущей нефтенасыщенности:

- изменение энергетического разрешения, смещение энергетической шкалы, интегральная нелинейность энергетической шкалы в заданных пределах;
- корректное вычитание фона+доли ГИРЗ;
- изменение диаметра скважины, плотности цементного камня, диаметра обсадной колонны, минерализации, карбонатности, пористости.

Неконтролируемость каждого из данных факторов приводит к погрешности от 2 до 40% абсолютных. Одним из самых часто используемых приборов С/О- каротажа в России является модуль ИНГК-С в комплексной аппаратуре АИНК-89С и аппаратура АИНГК-89С, который является одновременно скважинными гамма-спектрометрами и временными анализаторами. В качестве примера рассмотрим С/О-каротаж в комплексе с ИНК, СГК, Т °С и с другими методами на территории республики Татарстан, который был проведен в 2003 – 2004 гг. в 93 скважинах. По совместным с ИНК данным была опробирована следующая методика интерпретации: построена палетка экспериментальных данных, по вертикальной оси располагаются данные ИНК (τ, время жизни тепловых нейтронов), по горизонтальной оси располагаются значения параметра U (С/О-каротаж):

$$U = [(C/O) - (C/O)_{\min}] / (C/O)_{\min}$$

где С/О и (С/О)_{мин} - значения С/О-каротажа соответственно в исследуемом и водоносном пластах.

Полученные данные позволили выработать критерии интерпретации. Как видно из рис. 1, по параметру τ (среднего времени жизни тепловых нейтронов) эффективность разделения нефтеносных и обводненных пластов составила 50 %. Выделилась значительная область неоднозначности со значениями 230 < τ < 300 мкс. Установлено граничное значение показаний U^{гп} = 7%. С его использованием эффективность разделения нефтеносных и обводненных пластов составила 78 %. Для ее повышения необходимым оказалось привлечение также параметра τ. На основе параметров U и τ выработаны критерии разделения пластов. Все объекты по значениям U и τ были разбиты на несколько участков (рис. 1). Области однозначного выделения оказались следующие из них:

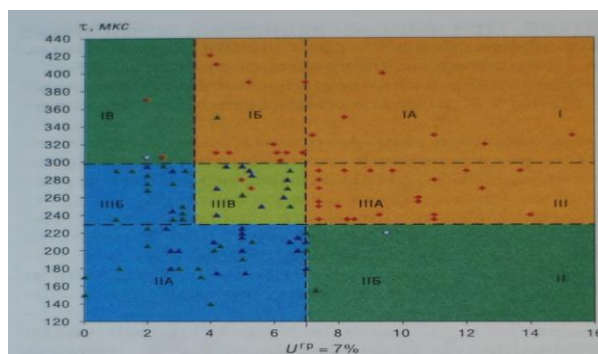


Рис. Разделение нефтеносных и обводненных высокопроницаемых коллекторов терригенного девона и нижнего карбона по данным ИНК и С/О-каротажа.[2, стр.5]

Участки пластов:

IA, IB, IIIA-нефтеносных; IIA, IIIB - обводненных; IIIB - обводненных и нефтеносных; IB и IIIB - с неясным насыщением

Эффективность разделения пластов на нефтеносные и обводненные разности с использованием двух параметров U и τ увеличилась до 87 %. Полученные данные показали, что однозначность заключения по определению характера насыщенности неперфорированных терригенных коллекторов по комплексу С/О-каротажа и ИНК в пластах со средне- и высокоминерализованными содами составляет 82%.

При использовании для интерпретации С/О-каротажа данных периодических замеров ИНК, ГК, термометрии, результатов ГИС в открытом стволе, сведений по истории эксплуатации скважины, в частности данных о характере проведенных закачек, однозначность заключения по разделению терригенных коллекторов по насыщенности достигает 97,5 % [2, 3, 4].

В 2009 г. проведены исследования методом С/О-каротажа в ЗАО "Красноярнефтегеофизика" по шести месторождениям УТТ "Лангепаснефтегаз": Урьевском, Поточном, Лас-Еганском, Южно-Покачевском, Нивагальском, Северо-Поточном в 15 скважинах (терригенные отложения). Эффективность метода составила порядка 70 %, в ЗАО "ТГО "Тюменьпромгеофизика" составила 84 % [1].

Проведенный анализ позволяет сделать следующие выводы:

Эффективным методом является применение комплекса методов СНГК-С/О и ИННК (в будущем одним прибором – ИСНГК-С1).

Для мониторинга и контроля состояния залежей с закачкой вод различной минерализации и исследования текущей нефтенасыщенности (преимущественно в скважинах старого фонда) приемлемой альтернативы в обсаженных скважинах на данный момент не существует.

Литература

1. Антипина С.В., Губина А. И. "Некоторые результаты исследования информативности геофизических методов определения текущей насыщенности коллекторов через обсадную колонну" // Геофизика: Каротажник, – М., 2011
2. Воронков Л. Н., Баженов В. В., Нуретдинов Я. К., Кормильцев Ю. В., Юсупов Р. И. Опыт применения углерод-кислородного каротажа на нефтяных месторождениях Татарстана // Татнефтегеофизика: Каротажник, 2008 – №1 – С. 3 – 9
3. Кадисов В.М., Копылов С.И., Миллер В.В., Метрологические аспекты аппаратно-программных комплексов АИНК-89С и АИНГК-89С – М., Каротажник, 2008. – № 3
4. Крылов А. П., Глоговский М.М., Мирчинк М. Ф., Николаевский Н. М., Чарный И. А. Научные основы разработки нефтяных месторождений. – Москва: Институт компьютерных исследований, 2004. – 416 с.

ЗАМЕРЫ СТАТИЧЕСКИХ И ДИНАМИЧЕСКИХ УРОВНЕЙ В СКВАЖИНАХ

Е.О. Подкорытова, С.А. Орлов, И.И. Куш

Научный руководитель профессор М.Л. Карнаухов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Одним из основных и наиболее распространенных видов исследований, проводимых на промыслах, является определение статического или динамического уровня жидкости в скважине. Данные исследования выполняются наиболее часто в процессе разработки месторождений.

По данным статических и динамических уровней фактически определяется режим эксплуатации залежи нефти и строятся карты изобар. Поэтому, по нормам разработки, необходимо еженедельно замерять статические уровни во всем работающем фонде скважин, а поскольку иногда нецелесообразно останавливать работающие скважины для замера пластовых давлений, то последние определяют по текущим замерам уровней, то есть по динамическому уровню. Затем производится пересчет на пластовое давление.

Недостаточный объем информации о динамическом уровне в скважине приводит к отклонениям от режима отбора жидкости, установленного по данным гидродинамических расчетов.

Для измерения уровня жидкости в скважине нашли применение два основных метода:

- звукометрический;
- волномерный.

Во многих случаях данные методы оценки уровня жидкости дают недостоверный результат. Проблемы распознавания уровня на эхограмме связаны с недостатками используемых методов зондирования.

Акустическая волна отражается не только от жидкости, но и от любой границы раздела сред, где существенно изменяется плотность, или от любого объекта в скважине, существенно изменяющего форму или площадь сечения затрубного пространства. То есть под уровнем жидкости в затрубном пространстве скважины следует понимать некоторую границу раздела сред, отражающую эхосигнал.

Неточности в определении скорости звука в затрубном пространстве приводят к значительным погрешностям в определении уровня и, следовательно, давления в скважине.

Скорость звука в затрубном пространстве скважины определяется несколькими основными методами:

1. На основе эталонных таблиц зависимости скорости звука от затрубного давления в пределах месторождения или их группы;
2. Путем прямого расчета при условиях близких к нормальным, основанного на применении формулы для идеальных газов:

$$v_{зв} = \sqrt{\frac{\gamma RT}{M}}, \quad (1)$$

где $\gamma = C_p / C_v$ - показатель адиабаты, C_p, C_v - теплоемкость газа при различных условиях, Дж/(кг °К);

R - универсальная газовая постоянная ($R = 8.31$ Дж/(моль К), T - абсолютная температура, К; M - молярная масса газа, кг/моль.

Скорость звука рассчитывается для отдельных газов, в случае же их смеси (нефтяной газ) в уравнение следует подставлять следующие величины:

$$\gamma_{см} = C_{pсм} / C_{vсм} \quad (2)$$

$$M_{см} = \sum_i r_i M_i \quad (3)$$

$$C_{pсм} = \sum_i g_i C_{pi} \quad (4)$$

$$C_{vсм} = \sum_i g_i C_{vi} \quad (5)$$

где $\gamma_{см}$ - показатель адиабаты смеси, $C_{pсм}, C_{vсм}$ - теплоемкость смеси при различных условиях, (Дж/(кг °К);

$M_{см}$ - молекулярная масса смеси, r_i - объемная доля отдельных газов в смеси, M_i - молекулярная масса отдельных газов, g_i - весовая доля газа в смеси.

Необходимые параметры газов для расчетов берутся из хроматографического анализа нефтяного газа, отобранного из затрубного пространства.

3. «Трубный» метод. Основан на присоединении к волномеру дополнительной трубы (например НКТ) с заменой воздуха в ней затрубным газом и расчете скорости затухания стоячей волны:

$$v_{зв} = \frac{\lambda}{t} = \frac{2l}{t}, \quad (6)$$

где λ - длина стоячей волны в трубе, m ; t - период колебания волны, s ; l - длина трубы, m .

4. Метод реперов. Основан на использовании в межтрубном пространстве скважины специальных отражателей - реперов, глубина установки которых точно известна. Для получения надежного отраженного сигнала от репера сечение межтрубного пространства должно быть перекрыто на 60 - 70 %. Реперы представляют собой отрезки трубы несколько большего диаметра, чем НКТ, которые устанавливаются на муфтах НКТ при ремонте скважин. Скорость звука определяется по формуле:

$$v_{зв} = \frac{2H_{реп}}{t}, \quad (7)$$

где $H_{реп}$ - глубина установки репера, m ; t - измеренное время прохождения сигнала до репера, s .

5. Инструментальный метод - прямое измерение скорости звука в затрубном пространстве скважины датчиками на основе газовых акустических резонаторов. В НКТ (подъемнике) температура изменяется линейно с максимумом на забое и минимумом на устье скважины, поскольку добываемая смесь вследствие движения по подъемнику не успевает отдавать свое тепло в окружающую среду. В результате возникает разность температур за подъемником и по сечению ствола скважины. Методика измерений заключается в построении зависимостей градиента температуры по стволу скважины от глубины и выделения границы раздела фаз. Положение ГНК выделяется резким изменением термоградиента. К недостаткам данных методов стоит отнести невысокую точность определения динамического уровня, необходимость соблюдения довольно длительной технологии исследования (постоянная и умеренная скорость спуска для термостабилизации датчика температуры), но основным недостатком этих методов является неопределенность выделения границы раздела фаз в случае

нахождения в затрубном пространстве газожидкостной смеси (иногда называемой «пенной»), и соответственно невозможность точного определения динамического уровня.

В качестве примера рассмотрим данные ГИС проведенных в ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика» на скважинах Сугмутского месторождения, оборудованных УЭЦН. По данным исследований (рисунок 1) в скважине 1925/38 в интервале 50 – 1550 м методом гамма-гамма плотнометрии уровень раздела «нефть – газ» однозначно не отмечается. Промежуточный раздел «нефть – пена» отмечается на глубине 810 м и во времени практически не изменяется, выше по стволу до глубины 240 м – «пена».

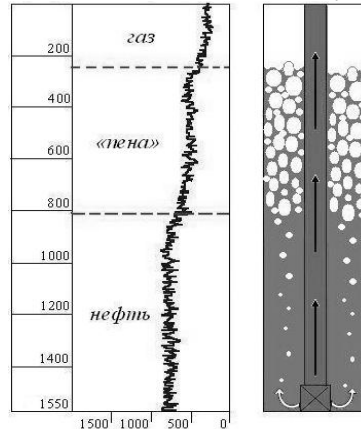


Рис. 1 Данные гамма-гамма плотнометрии затрубного пространства скв. 1925/38 Сугмутского месторождения

Одновременно были проведены замеры динамического уровня в затрубном пространстве этой же скважины. По данным 36 замеров динамический уровень находится в пределах 350 – 396 м, причем при каждом последующем замере уровень отбивается ниже предыдущего. По всей видимости, это связано с разрушением «пены», которое происходит под действием акустической волны в процессе замера.

Исходя из выполненных экспериментов по замеру динамических уровней и выяснению, что практически всегда в скважинах с газовым фактором в пределах $100 - 200 \text{ м}^3/\text{м}^3$ образуется пачка «пены» – смеси жидкости и газа – удельным весом порядка $400 - 500 \text{ кг}/\text{м}^3$. Причем такая пачка может находиться и выше динамического уровня.

Поэтому неточность определения динамического уровня может привести к конечным ошибкам в определении зависимости давления на приеме насоса до $1,0 - 1,5 \text{ МПа}$. Если установлен датчик на приеме насоса, то прямой замер позволяет избежать подобных ошибок. Следовательно, все глубинные насосы необходимо оснащать глубинными датчиками.

Литература

1. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. – М: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
2. Сучков Б.М., Башкиров А.И. Графоаналитическое определение температуры по стволу фонтанных скважин с учетом снижения температуры от разгазирования нефтяного потока // Тр. ТатНИИ – Л.: Недра, 1971. – вып.15 – С. 25 – 30.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ РАСЧЕТА ДАВЛЕНИЙ В ЗАТРУБНОМ ПРОСТРАНСТВЕ ПРИ ПУСКЕ СКВАЖИНЫ В РАБОТУ И ЗАПИСИ КВУ

Е.О. Подкорытова, С.А. Орлов, А.Т. Нагиев

Научный руководитель профессор М.Л. Карнаухов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Особенностью поведения жидкости в затрубном пространстве при эксплуатации нефтяных скважин является сильное влияние на давление газа, поступающего в затрубное пространство во время работы насосов. Сепараторы насоса отправляют большую часть газа из газонефтяной смеси в затрубное пространство. Затем, мигрируя через столб нефти, газ попадает на устье скважины и через перепускной клапан поступает в коллекторную систему и вместе с нефтью движется к пункту сбора. В зависимости от расхода газа плотность смеси по столбу изменяется и уменьшается при движении смеси по затрубному пространству.

Методики, основанные на определении давления на приеме насоса как высоты уровня жидкости умноженного на среднюю плотность жидкости в затрубном пространстве неточны.

Более точно можно определить давление на приеме насоса с учетом изменения T , z , и ρ_2 по глубине на основе итерационных или последовательных приближений. Для этого участок затрубного пространства от приема насоса до динамического уровня жидкости в скважине разделим на n -ое количество равных по длине интервалов (рис. 1).

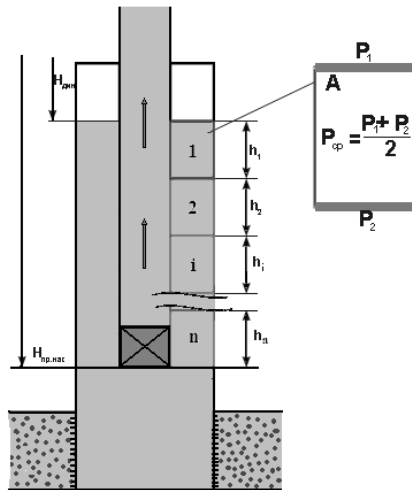


Рис. 1 Схема предлагаемой методики расчета давления на приеме насосного оборудования

Исходными данными для расчета являются следующие параметры: $P_{зат}$ – затрубное давление, Па; $H_{дин}$ – динамический уровень, м.

На каждом интервале затрубного пространства расчет проводится по следующей схеме.

1. Определяются критические и приведенные параметры давления и температуры, молекулярная масса и относительная плотность газовой смеси.
2. Давление на динамическом уровне, равно сумме затрубного давления и давления столба газа:

$$P_{дин} = P_{затр} \cdot e^{0,00011 \Phi(\Gamma) * H_{дин}} \quad (1)$$

Плотность газа, находящегося в затрубном пространстве на динамическом уровне, $\rho(\Gamma)$ (кг/м³), определяется по формуле:

$$\rho(\Gamma) = 0,000342 * \rho(\Gamma) * P_{дин} / (z * T_{дин}) \quad (2)$$

где $P_{дин}$ – давление на динамическом уровне, Па; $T_{дин}$ – температура на динамическом уровне, °К; z – коэффициент сверхсжимаемости газа (при $P_{дин}$ и $T_{дин}$).

Коэффициент сверхсжимаемости газа z находится по графикам Брауна-Катца для соответствующих значений приведенных параметров давления $P_{пр}$ и температуры $T_{пр}$.

3. Так как газожидкостная смесь является неоднородной средой, состоящей из жидкой и газовой фаз различных объемов, то плотность газожидкостной смеси определяется следующим образом:

$$\rho_{см} = \frac{V_г \rho_г + V_{жс} \rho_{жс}}{V_г + V_{жс}} \quad (3)$$

где $V_г, V_{жс}$ – объемы жидкости и газа соответственно, м³; $\rho_г$ – плотность газа, кг/м³; $\rho_{жс}$ – плотность жидкости, кг/м³.

Поскольку речь идет о затрубном пространстве скважины, то суммарный объем газа и жидкости будет равен объему затрубного пространства скважины на рассчитываемом интервале $V_{затр}$, который рассчитывается как произведение площади затрубного кольцевого пространства $S_{затр}$ на высоту рассчитываемого интервала h :

$$V_г + V_{жс} = V_{затр} = S_{затр} \cdot h \quad (4)$$

Найдя плотность смеси на динамическом уровне, подставим это значение в выражение для расчета давления и определим давление на глубине ($H_{дин} + h$):

$$P = P_{дин} + \rho_{см} g h \quad (5)$$

4. Так как получили новое значение давления для заданного интервала затрубного пространства, соответственно изменится и плотность газа в этом интервале, и плотность газожидкостной смеси. Для нахождения средних значений в интервале, найдем средние значения давления и температуры на данном участке.

5. По формулам находим соответственно средние значения плотности газа и газожидкостной смеси на заданном интервале, для чего исходя из изменения давления, пересчитываем средний объем газа в интервале:

$$V_{ср} = \frac{P_{дин} V_{дин} T_{ср} z(P_{ср}, T_{ср})}{P_{ср} T_{дин} z(P_{дин}, T_{дин})} \quad (6)$$

6. Подставив среднюю плотность смеси, получим новое значения давления для заданного интервала.

Если величина давления отличается от рассчитанного на предыдущем этапе не более чем на 5 %, переходим к расчету следующего интервала затрубного пространства скважины с 3 пункта, принимая в качестве

исходных данных значения, полученные в предыдущем интервале. Если отклонение составляет более 5 %, повторяем расчет по пунктам 4 – 8.

Результаты расчета по данной схеме для вертикальной скважины с различным газосодержанием в верхнем интервале затрубного пространства приведены на рис. 2.

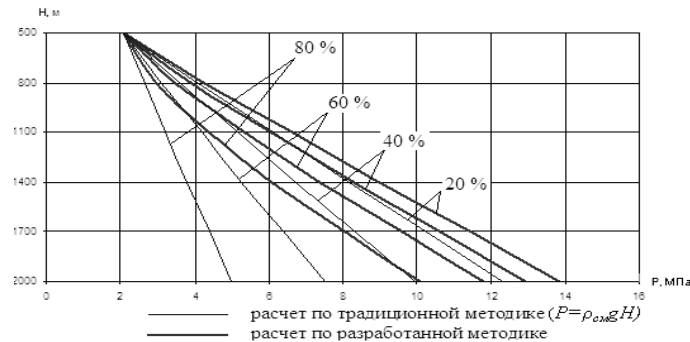


Рис. 2 Распределение давления в затрубном пространстве скважины при газосодержании 20%, 40%, 60%, 80 %, рассчитанное по различным методикам

Как видно из графика, неучет изменения физических свойств газа в зависимости от глубины и давления приводит к ошибкам в расчете давления на приеме насоса до 50 %.

Литература

1. Карнаухов М.Л. Справочник по испытанию скважин. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 376 с..
2. Карнаухов М.Л., Пьянкова Е.М. Исследования скважин при контроле за разработкой нефтяных месторождений // Большая нефть: реалии, проблемы, перспективы: Тр. Всерос. науч.-техн. конф. – Альметьевск, 2001 – Т.1 – С. 315 – 323.
3. Карнаухов М.Л., Сидоров А.Г., Пьянкова Е.М., Посохов Д.Н. Совершенствование методов интерпретации результатов ГДИ скважин // Проблемы развития топливно-энергетического комплекса Западной Сибири на современном этапе: Материалы Всерос. науч.-техн. Конф. – Тюмень: Вектор Бук, 2001, – С. 14
4. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. – М: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
5. Муравьев И.М. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений / И.М. Муравьев, Р.С. Андриасов, Ш.К. Гиматудинов, Г.Л. Говорова, В.Т. Полозков. – М: «Недра», 1970. – 448 с

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ПОДГОТОВКИ ПРОБЫ ОСАДОЧНЫХ ГОРНЫХ ПОРОД ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ПРОЦЕССА СЕДИМЕНТАЦИИ

А.А. Решетько, А.А. Лунёв

Научный руководитель аспирант П.С. Дозморов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

Размеры частиц обуславливают общую величину их поверхности, контактирующей с нефтью. От гранулометрического состава пород зависит количество нефти, остающейся в пласте после окончания его эксплуатации в виде пленок, покрывающих поверхность. При проведении анализа гранулометрического состава осадочных горных пород одной из основных формул является формула Стокса.

В статье исследуется методика подготовки пробы осадочных горных пород для изучения процесса седиментации, основанной на законе Стокса.

Стокса закон, определяет силу сопротивления F , испытываемую твёрдым шаром при его медленном поступательном движении в неограниченной вязкой жидкости: $F = 6\pi\eta rV$, где η – коэффициент вязкости жидкости, r – радиус шара и V – его скорость [2]. Эта формула выведена Дж. Г. Стоксом в 1851.

Закон Стокса справедлив лишь для малых чисел Рейнольдса. Предельную скорость падения шарика малых размеров в вязкой жидкости находят по формуле:

$$V = \frac{gd^2}{18\nu} \left(\frac{\rho_n}{\rho_{ж}} - 1 \right),$$

где:

- ускорение свободного падения;
- диаметр частицы;
- кинематическая вязкость жидкости;
- плотность породы;

- плотность жидкости.

Закон Стокса выведен из условия отсутствия взаимодействия между частицами, в связи с чем, реальные суспензии с концентрацией твердой фазы от 20 до 200 г/л не могут быть исследованы непосредственно. Для проведения седиментационного анализа суспензия должна быть разбавлена до 1 %, чтобы расстояние между частицами было не менее 10-кратного размера частиц.

Для проведения экспериментов использовалась проба, полученная с помощью измельченного электроимпульсным методом зерна нефтесодержащей породы. Поскольку измельченная проба содержит частицы разного размера, проба была просеяна, и взят подситовой диапазон размера части (меньше 63мкм). С помощью пробоотборника отбиралось 0.05196 грамм подготовленной пробы.

В специальной емкости производилось смешивание отобранной пробы с раствором спирта для получения суспензии. Затем осуществлялся забор суспензии с помощью шприца.

Шприц помещался в ультразвуковую ванну при комнатной температуре и атмосферном давлении приблизительно на 3 – 5 минут, поскольку диспергирование суспензий осуществляется при воздействии ультразвука на агрегаты твердых частиц, связанных между собой силами слипания, спекания или спайности.

При ультразвуковом диспергировании суспензий дисперсность продукта увеличивается на несколько порядков по сравнению с традиционным механическим измельчением [1].

После изъятия пробы из ванны с помощью специальной насадки, позволяющей равномерно распределить частицы на одном уровне, вводим пробу чуть ниже уровня воды. Температура воды в колбе равнялась 22 °С, при этом плотность воды 0,9978 г/см³ и динамическая вязкость 0,96116 мПа*с.

После ввода пробы, начинается гидратирование спирта, что позволяет задержать процесс седиментации и распределить частицы равномерно по всей поверхности цилиндрической колбы.

Следующим этапом эксперимента является отбор проб воды с заранее рассчитанных расстояний от поверхности воды в колбе с помощью пипетки. Для расчета скорости осаждения частиц использовалась формула Стокса. Для автоматизации расчетов была создана специальная программа.

Для использования формулы Стокса необходимо было преобразовать все параметры к одной системе единиц, удобной для эксперимента (мм/с).

В таблице 1 представлены скорости осаждения частиц с заданной температуры жидкости и заданным диаметром частиц.

Таблица 1

Скорости осаждения частиц

Температура, С	Диаметр частиц, мкм	Скорость осаждения, мм/с
22	6	0,03397
23	6	0,03472
23	7	0,04726
20	8	0,05791
21	30	0,83151
21	2	0,0037

После забора пробы помещаем ее на предметное стекло для микроскопа, а затем производим высушивание пробы для исследования разработанного метода подготовки пробы осадочных горных пород методом микроскопии.

Литература

1. Межотраслевая Интернет-система поиска и синтеза физических принципов действия преобразователей энергии. Электронный ресурс: <http://www.heuristic.su/>
2. Физические свойства коллекторов и пластовых флюидов: Учебное пособие / А.Т. Росляк; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 128 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ПРИ
ИССЛЕДОВАНИИ СКВАЖИН МЕТОДОМ ГИДРОПРОСЛУШИВАНИЯ

Е.В. Романова

Научный руководитель доцент С.Ф. Санду

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Рассматривается задача о перераспределении пластового давления в упругом пласте в результате пуска и работы возмущающей скважины. Осесимметричная математическая модель, описывающая процесс перераспределения пластового давления опирается на следующие основные допущения:

Рассматривается горизонтальный упругий пласт конечных размеров с единственной (центральной) скважиной.

Пласт считается однородным и насыщенным однородной жидкостью с малой и постоянной сжимаемостью.

Внешняя граница радиуса r_k считается открытой с постоянным пластовым давлением.

Перед пуском скважины давление во всем пласте равно p_0 .

Считается, что центральная скважина с радиусом r_c мгновенно пущена в эксплуатацию с постоянным дебитом либо с постоянным забойным давлением.

- Движение жидкости в таком пласте считается горизонтальным, плоскорадиальным к скважине (стоку) при незначительном влиянии гравитационных сил.
- При расчете минимального забойного давления для условий фонтанирования скважины не учитываются потери на трение при движении жидкости в скважине и противодействие на устье скважины.

В рамках принятых допущений математическая модель для описания процесса перераспределения пластового давления при неустановившемся плоскорадиальном движении жидкости в условиях замкнутого упругого режима включает следующие уравнения и граничные условия:

1. Общий вид уравнения пьезопроводности, описывающего процесс перераспределения пластового давления при плоском неустановившемся радиальном движении жидкости:

$$\beta^* \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{d}{dr} \cdot \left(\frac{kr}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right) \quad (1)$$

где: k – коэффициент проницаемости; μ – коэффициент динамической вязкости; $\beta^* = m \cdot \beta_{жс} + \beta_n$ –

упругость пласта, учитывающая суммарную сжимаемость твердой породы (зерен) и насыщающей межзерновое (поровое) пространство жидкости.

Если считать, что проницаемость породы-коллектора k и вязкость жидкости, насыщающей поровое пространство μ , не зависят от координат (однородный пласт, насыщенный однородной жидкостью), то уравнение принимает вид:

$$\beta^* \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{k}{\mu} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} + \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} \right) \quad (2)$$

Начальные условия. Перед пуском скважины давление во всем пласте равно p_0 :

$$t = 0; \quad p(r, t) = p_0.$$

2. Граничные условия [1]:

$$r = r_c:$$

$$p(r_c, t) = P_{заб} = const \quad (\text{постоянное забойное давление});$$

либо

$$q(r_c, t) = const \quad (\text{постоянный дебит}).$$

$$r = r_k \quad (\text{закрытая внешняя граница, нулевой расход жидкости на контуре пласта})$$

$$q(r_k, t) = P_{пл}.$$

На основе описанной модели и принятых допущений проводится моделирование процесса перераспределения пластового давления при исследовании скважин импульсным методом для условий пластов и Западно-Полуденного нефтяного месторождения, имеющих проницаемость м^2 и м^2 соответственно.

На (рис. 1.а) представлено изменение дебита возмущающей скважины до момента начала исследования ($q = \text{const} = 73 \text{ м}^3/\text{сут}$) и в процессе исследования импульсным методом, когда с периодичностью в трое суток дважды происходит остановка и запуск скважины. Данная кривая служит для оценки сдвига фазы изменения давления в наблюдательной скважине (рис. 1.б). Указанная оценка позволяет определить время сдвига изменения давления по фазе в наблюдательной скважине, которое для условий проницаемости пласта составило 0,3 суток. Такой малый сдвиг обусловлен высокой проницаемостью коллектора рассматриваемого пласта [2].

Другим параметром, характеризующим изменение давления в наблюдательной скважине, при проведении исследования импульсным методом является амплитуда изменения давления. В данном случае она составила 0,05 МПа. Для наглядности и оценки характера восстановления давления на забое возмущающей скважины представлена пьезометрическая кривая (рис.2.) распределения давления в открытом круглом пласте в момент времени начала

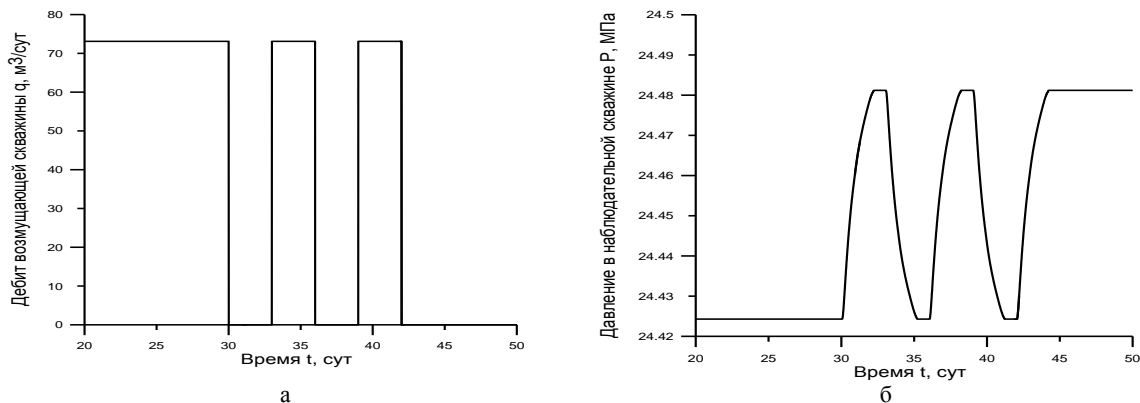


Рис. 1 Изменение дебита (а) и давления в наблюдательной скважине (б) при исследовании импульсным методом пласта [2]

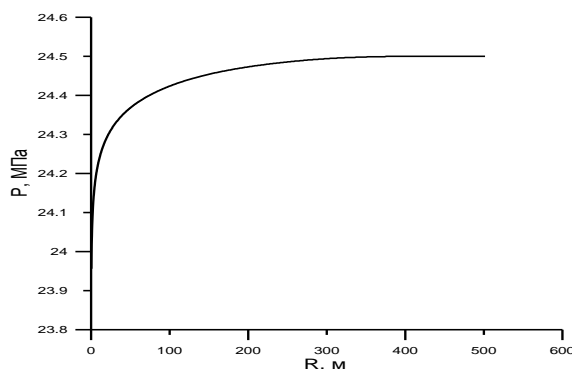


Рис. 2 Пьезометрическая кривая распределения давления в открытом круглом пласте в момент времени начала исследования [2]

исследования. Из рисунка следует, что на момент начала исследования депрессия на пласт-коллектор составляла 0,4 МПа. Оценка показывает, что амплитуда изменения давления в наблюдательной скважине составляет 12,5 % от первоначальной депрессии.

Таким образом, сравнение результатов моделирования процесса распределения пластового давления при исследовании скважин на неустановившихся режимах, позволяет сделать вывод о том, что при уменьшении проницаемости коллектора в 27 раз, сдвиг по времени увеличился на 1,2 суток, а амплитуда изменения давления увеличилась на 0,5 МПа [2].

Литература

1. Росляк А.Т. Разработка нефтяных и газовых месторождений: Учебно-методическое пособие. – Томск: Изд-во Томский Политехнический Университет, 2003. – 144 с.
2. Р. Эрлагер мл. Гидродинамические методы исследования скважин. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006 – 512 с.

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА МАЙСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

П.А. Сазонов

Научный руководитель ассистент Е.Г. Карпова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время Россия является одним из крупнейших поставщиков углеводородного сырья на мировой рынок. При этом большинство месторождений, как правило, характеризуются низкой проницаемостью пород, повышенной вязкостью нефти и сложным геологическим строением. Такие месторождения относятся к категории месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Расчеты показали, что увеличение конечного

коэффициента извлечения нефти только на 1 % сможет обеспечить повышение ежегодной добычи нефти на 20 – 30 млн.т. Для этого необходимо создание и широкомасштабное применение комплексных технологий повышения нефтеотдачи.

Для условий объектов Ю₁³⁻⁴ и Ю₁₄₋₁₆ Майского нефтяного месторождения рассмотрена возможность применения следующих методов увеличения нефтеотдачи пласта:

Физико-химических

Газовых

Тепловых.

В качестве критериев применимости методов рассмотрены геолого-физические параметры и особенности коллектора, технологические и материально-технические методы.

1. Физико-химические методы воздействия

1.1. Закачка водных растворов ПАВ (поверхностно – активных веществ) и их композиций

Заводнение с использованием низкоконцентрированных водных растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ, 0,05 – 0,1 % мас.) приводит к увеличению нефтеотдачи вследствие уменьшения межфазного натяжения между водой и нефтью и улучшения нефтевытесняющей способности закачиваемой воды. Применение водных растворов ПАВ при данных концентрациях способствует увеличению коэффициента вытеснения на 2 – 3%, снижению поверхностного натяжения между водой и нефтью от 35 – 45 до 7 – 7,8 мН/м, снижению набухаемости глин в 1,1 – 2 раза, а также, повышению фазовой проницаемости по нефти на 40 – 80 %.

При высокой концентрации ПАВ механизм действия заключается в изоляции водопромытых интервалов за счет создания стойкой водонефтяной эмульсии и образования отдельной фазы (эффект высаливания ПАВ вследствие теплового воздействия). Кроме того, образующаяся эмульсия и отдельная фаза обладают повышенным фильтрационным сопротивлением, что приводит к снижению скорости фильтрации флюидов в высокопроницаемых (водопромытых) интервалах и перераспределению фильтрационных потоков.

Однако, применение технологии закачки водных растворов многих из наиболее распространенных ПАВ на объекте Ю₁₄₋₁₆ нецелесообразно из-за высокой пластовой температуры (98,7°C), что приведёт к постепенному разрушению молекул используемого вещества и снижению эффективности его действия [1].

1.2. Технология ИХН.

Для интенсификации разработки и увеличения нефтеотдачи низкопроницаемых пластов юрских и меловых отложений разработана технология с применением композиций ИХН, на основе ПАВ и щелочных буферных систем.

Применение композиции ИХН приводит к снижению межфазного натяжения, снижению набухаемости глинистых цементов, гидрофобизации породы коллектора, увеличению подвижности водной фазы, а также способствует деструктурированию и разжижению гелеобразных слоев или пленок, образующихся на границах “нефть – вода – порода”.

Применение данного метода на Майском месторождении возможно на более поздних этапах разработки при достижении обводненности продукции 60%.

Таким образом, геолого-физические характеристики объектов Ю₁¹⁻² и Ю₁₄₋₁₆ Майского месторождения позволяют использовать технологию ИХН в качестве метода увеличения нефтеотдачи.

2. Газовые методы

По совокупности свойств, залежи нефти с низкопроницаемыми коллекторами являются потенциальными объектами под газовое воздействие, т.е. закачку в пласт различных газообразных агентов – углеводородного газа, азота, дымовых газов, в том числе в комбинации с водой и хим.реагентами. В таком случае, возможно применение следующих видов технологий.

2.1. Закачка диоксида углерода

Данный метод повышения нефтеотдачи характеризуется большими объемами подачи реагента в пласт. При технологии непрерывной закачки CO₂ или при создании оторочек темп подачи реагента в пласт в 1000 – 2000 раз выше, чем при закачке ПАВ или полимера. Реагент обладает невысокой отпускной ценой, т.к. является побочным продуктом основного производства или отходами производства, транспортабелен по трубопроводам, т.к. имеет низкую вязкость, широкий круг поставщиков и источников CO₂, как естественных, так и промышленных. Реагент может быть отделен от добываемой продукции и регенерирован для обратной закачки в пласт. Качество добываемых углеводородов не подвергается необратимому ухудшению, при использовании CO₂ в промысловых процессах не возникают новые требования по охране труда и окружающей среды.

Диоксид углерода обладает нефтевытесняющими свойствами, благодаря его способности:

Хорошо растворяться в нефти и в пластовой воде, уменьшать вязкость нефти и повышать вязкость воды при растворении в них.

Снижать межфазное натяжение на границе нефть-вода, улучшает смачиваемость породы водой при растворении в нефти и воде.

Увеличивать проницаемость отдельных типов коллекторов в результате химического взаимодействия.

Существенными недостатками данного метода являются проблемы с транспортировкой диоксида углерода при отсутствии трубопровода. Кроме того, чистый CO₂ без влаги не опасен в отношении коррозии, но при чередовании с водой становится коррозионно-активным, а вследствие большого поглощения пластом потери достигают до 75% от общего объема закачки.

2.2. Закачка углеводородного газа

Технология закачки углеводородного газа высокого давления (ГВД) предназначена для интенсификации разработки и увеличения нефтеотдачи низкопроницаемых пластов, насыщенных легкими и

маловязкими нефтями. Большие глубины залегания продуктивных пластов создают условия для поддержания достаточно высоких давлений закачки при вытеснении, а высокая пластовая температура и низкая вязкость нефти повышают взаимную растворимость нагнетаемого газа и нефти на фронте вытеснения. Лабораторные исследования показали, что при водогазовом воздействии на пласты группы "Ю₁" коэффициент вытеснения может быть увеличен на 12% по сравнению с обычным заводнением за счет высокой эффективности вытеснения нефти газом при таком давлении нагнетания и составе газа, что вытеснение нефти осуществляется в режиме смешивающегося вытеснения. Технология может успешно применяться на любой стадии разработки продуктивных пластов.

3. Тепловые методы

Закачка в пласт горячей воды или водяного пара снижает вязкость воды и нефти, причем вязкость нефти уменьшается значительно по сравнению с вязкостью воды. Вследствие этого, мобильность нефти увеличивается, что приводит к росту нефтеотдачи пласта.

При использовании метода внутрипластового горения в качестве окислителя применяют воздух. Исследования показали, что при развитии процесса внутрипластового горения в пористой среде пласта сгорает в основном тяжелый остаток нефти, так как более легкие фракции нефти испаряются перед областью горения вследствие повышенной температуры и переносятся потоком газов по направлению к добывающим скважинам. Однако, низкая вязкость нефти Майского месторождения (для обоих объектов $\mu \approx 0,9$ мПа·с) исключает применение тепловых методов увеличения нефтеотдачи [2].

Выводы:

Исходя из геолого-геофизических параметров продуктивных пластов Майского месторождения, применение полимерного, мицеллярного и щелочного заводнения не удовлетворяет граничному условию по проницаемости, а полимерное и щелочное заводнения имеют ограничения по глинистости.

Таким образом, на основании вышеизложенного можно сделать вывод о том, что для объекта оптимальными являются следующие технологии:

- технология закачки углеводородного газа высокого давления (ГВД)
- технологии ИХН (на поздней стадии разработки месторождения).

Для продуктивного горизонта Ю₁₄₋₁₆ возможно применение технологии ИХН (на поздней стадии разработки месторождения).

Литература

1. Гусев С.В. О проблемах реализации методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Западной Сибири // Нефтепр. дело – М., 1992. – №6(2). – С.11 – 16.
2. Ибатуллин Р.Р., Ибрагимов Н.Г., Тахаутдинов Ш.Ф., Хисамов Р.С. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений. Теория. Методы. Практика. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004, – 292 с.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ И СОЛЕВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ НА МАМОНТОВСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

И.Е. Сорокоумова

Научный руководитель ассистент Е.Г. Карпова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Формирование асфальтосмолопарафиновых отложений и солеотложений приводит к снижению производительности системы и эффективности работы насосных установок. Часто такие отложения полностью выводят из строя дорогостоящее оборудование, приводят к трудоемким подземным капитальным ремонтам и дополнительным ремонтным работам, в итоге – к значительным потерям в добыче нефти и, следовательно, к ухудшению технико-экономического показателя нефтегазодобывающего предприятия.

В нефтяной сфере эта проблема на сегодняшний день является актуальной, поскольку большинство месторождений находится на поздних стадиях разработки, характеризующихся высокой обводненностью продукции, что, в свою очередь, является благоприятным условием для формирования различных отложений, осложненных условий добычи.

Из рисунка видно, что наиболее распространенными и многочисленными причинами отказов установок электроцентробежных насосов на Мамонтовском месторождении являются солеотложения и асфальтосмолопарафиновые отложения.

Асфальтосмолопарафиновые отложения

Парафиновые отложения в нефтепромысловом оборудовании формируются в основном вследствие выпадения высокомолекулярных углеводородов при снижении температуры потока нефти ниже температуры насыщения нефти парафином. Интенсивность парафинизации возрастает при снижении дебита скважин, обводненности добываемой продукции, небольшой разнице величин текущего пластового давления и давления насыщения нефти газом, высоких газовых факторах добываемой продукции, при наличии в геологическом разрезе слоев многолетнемерзлых пород, значительном содержании в нефти парафина, асфальтосмолистых веществ и церезинов, высокой температуре насыщения нефти парафином и плавления парафина [1].

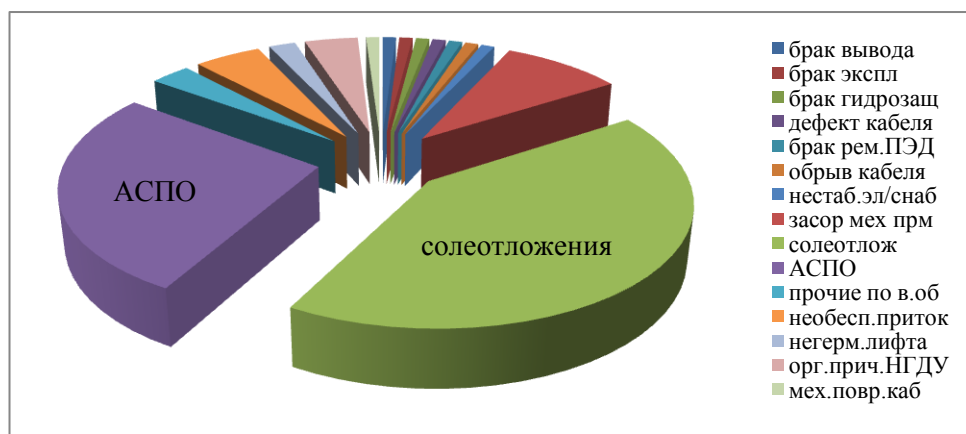


Рис. Структура отказов УЭЦН на Мамонтовском месторождении за 2010 г

Нефть Мамонтовского месторождения относится к парафинистому типу - содержание парафинов в нефтях пластов АС₄, АС₅₋₆, БС₈, БС₁₀, БС₁₁ колеблется в интервале 2,9 – 3,8 %, в нефти же пласта ЮС₂ - достигает 11,7 %. Температура насыщения нефти парафином достигает 30 – 38°С, что является причиной выпадения АСПО в скважинном оборудовании, особенно при дебитах скважин 30 – 40 т/сут.

В борьбе с АСПО на Мамонтовском месторождении наибольшее распространение получили тепловые и химические методы удаления уже сформировавшихся отложений АСПВ. Из тепловых методов на месторождении применяются:

- прогрев труб и удаление АСПО с использованием греющих электрических кабелей;
- промывка колонны НКТ горячей нефтью путем закачки ее в затрубное пространство или непосредственно в НКТ скважины;
- комбинированная технология - тепловая обработка греющим электрическим кабелем с последующей промывкой колонны НКТ горячей нефтью либо водой.

Для удаления АСПО на месторождении используется и химический метод, заключающийся в их растворении в соответствующих растворителях или композициях - нефрасах, смесях толуольной и гексановой фракций с кубовыми остатками производства бутиловых спиртов (РПС-67) [2].

Применение для удаления АСПО тепловых методов с использованием электрокабелей нельзя признать удачным решением, ибо из-за недостаточного прогрева АСПО зачастую не расплавляются, а только размягчаются и стекают вниз по поверхности НКТ, увеличивая толщину парафиновых отложений в нижней части скважины. Более тугоплавкие АСПО, размягченные до вязкопластичного состояния, затем стареют и еще труднее поддаются удалению. Кроме того, они создают более благоприятные условия для новых отложений. Растворенные при тепловой обработке в нагретой нефти АСПО при ее охлаждении в выкидных линиях способны вновь откладываться на стенках трубопроводов. Следовательно, наиболее эффективным в данных условиях является химический метод удаления АСПО из нефтепромыслового оборудования.

Использование для удаления АСПО чисто ароматических нефрасов является нецелесообразным из-за их высокой стоимости, повышенной токсичности и технологических сложностей, связанных с набуханием резиновых уплотнений в сильно ароматизированной среде.

В качестве химического реагента для удаления АСПО рекомендуется использовать инвертную дисперсию ДИСИН - стабилизированный шлам производства многозольной кальциевой сульфатной детергентно-диспергирующей присадки к маслам, выпускаемой АО "Уфанефтехим", отмывающая способность которого к АСПО нефтей ОАО "Юганскнефтегаз" составляет 92,6 – 96,9 %. Дисин представляет собой гидрофобную эмульсионно-суспензионную систему типа "вода в масле". Проведенными в 1998-99 годах опытно-промышленными испытаниями ДИСИНа в качестве удалителя АСПО на Южно-Сургутском месторождении подтверждена его высокая эффективность, что позволяет рекомендовать его и для использования на Мамонтовском месторождении.

В настоящее время наиболее эффективным способом борьбы с АСПО следует признать методы, предупреждающие отложения АСПВ. Каждый из способов предотвращения отложений парафина в процессе добычи нефти имеет свою область эффективного применения. Химический способ предупреждения отложений АСПВ, отличающийся универсальностью, технологической эффективностью, не зависящий от геолого-физических, гидро- и термодинамических условий добычи нефти, получил наибольшее распространение [3]. Для предотвращения отложений АСПВ в скважинном оборудовании рекомендуется применение ингибиторов парафиноотложений - СНПХ-7212, СНПХ-7212М, СНПХ-7214, СНПХ-7215М, СНПХ-7843, ТНПХ-1А, ТНПХ-1Б, Инпар-1, Девон-1В, ХТ-48, ХТ-54, используемых по технологии непрерывного или периодического дозирования. Как показывают результаты опытно-промышленных испытаний, применение ингибиторов позволяет увеличить межочистной период работы скважины в 3 – 5 раз по сравнению с использованием лишь тепловых либо химических способов удаления парафиновых отложений.

Отложения солей в нефтепромысловом оборудовании

Главным источником выделения солей является вода, добываемая совместно с нефтью. В этой связи процессу солеотложения подвержены скважины и наземное оборудование, эксплуатирующиеся в условиях обводнения добываемой продукции.

Основное условие солеотложения - это образование перенасыщенных растворов попутной воды. Причинами выпадения солей в осадок служат следующие процессы: смешение несовместимых вод, изменение общей минерализации воды, растворение горных пород и газов, испарение, дегазация воды, изменение термобарических условий. Необходимо учитывать и то, что солеотложение проходит в сложных гидротермодинамических условиях в присутствии нефтяных компонентов, газовой фазы и механических примесей, оказывающих влияние на интенсивность процесса, характер и свойства осадков, формирующихся как в призабойной зоне пласта, так и в нефтепромысловом оборудовании.

Пластовые воды продуктивных горизонтов АС₄₋₅₋₆, БС₈, БС₁₀ относятся к хлоркальциевому типу, БС₁₁ - к хлормagneиевому, а ЮС₂ - к гидрокарбонатно-натриевому типу [4]. Исследование минерального состава отложений солей из скважин Мамонтовского месторождения показывает, что помимо карбоната кальция в отложениях присутствует галит, сидерит, ангидрит, арагонит, иногда гипс и доломит. Помимо минеральной составляющей, отложения солей обычно содержат и значительное количество органических компонентов, масса которых порой достигает 25 %. Борьба с отложениями неорганических солей на Мамонтовском месторождении ведется методами удаления уже сформировавшихся осадков. Удаление отложений неорганических солей в нефтепромысловом оборудовании осуществляется обработкой 8 – 15 % раствором соляной кислоты.

Для удаления осадков неорганических солей рекомендуется проведение солянокислотных обработок 8 – 15% раствором соляной кислоты с добавкой ингибиторов коррозии при соотношении раствора соляной кислоты к ингибитору коррозии 1:0,005 – 1:0,01. В качестве ингибиторов могут быть использованы Север-1, И-21 ДМ. Периодичность обработок при проведении мероприятий по предотвращению отложения солей - 2 раза в год. Расход раствора соляной кислоты на одну обработку зависит от способа солянокислотного воздействия - кислотные ванны, простые кислотные обработки, высоконапорные обработки, и составляет в среднем 7 – 10 т. [5].

Для обработки скважин, подверженных солеотложению, на Мамонтовском месторождении будет необходимо 12 – 90 т. 35 % синтетической соляной кислоты или 19 – 143 т 22 % абгазной соляной кислоты в год.

Для предотвращения отложения солей в нефтепромысловом оборудовании разработаны технологические, физические и химические способы. К технологическим способам относят выбор вод для заводнения продуктивных пластов, совместимых с пластовыми, селективную изоляцию или ограничение притока воды в добывающих скважинах, применение раздельного отбора и сбора жидкости и т.д. При этом предупреждение отложения солей достигается за счет ограничения или исключения возможности смешения вод различного состава. В настоящее время в связи с увеличивающимся объемом заводнения пластов Мамонтовского месторождения возможности технологических способов предотвращения отложения солей во многом исчерпаны.

Физические методы предупреждения солеотложения, основанные на применении магнитных, электрических и акустических полей для обработки добываемой жидкости, несмотря на свою перспективность, находятся лишь в стадии опытно-промышленных испытаний. Широкое внедрение этих методов сдерживается отсутствием обоснованных границ их применимости и противоречивостью результатов испытаний.

Одним из способов повышения работоспособности оборудования в условиях солеотложения является применение различных покрытий поверхности, соприкасающейся с жидкостью. Имеется положительный опыт применения покрытия НКТ стеклом, эмалями. В целом применение лакокрасочных и полимерных покрытий, деталей и узлов оборудования из полимеров, обладающих низкой адгезией к солям, в настоящее время из-за недостатка в необходимых полимерных материалах позволяет лишь частично защитить участки скважины, наиболее подверженные отложению солей [6].

Наиболее эффективным способом предотвращения солеобразования в нефтепромысловом оборудовании является химический с использованием реагентов-ингибиторов. Для предотвращения отложений солей на Мамонтовском месторождении рекомендуется использование следующих ингибиторов - ПАФ-13, ОЭДФ, ИСБ-1, Инкредол-1, ДПФ-1, SP-181, SP-191, SP-203, Корексит-7647. Опыт реализации технологии задавливания ингибитора в пласт для предотвращения отложения карбонатных осадков в ОАО «Юганскнефтегаз» показывает, что одно задавливание 0,25 т ингибитора в добывающую скважину обеспечивает предотвращение солеотложения в течение 180 суток и более. Потребность в ингибиторе для ингибирования карбонатных отложений на Мамонтовском месторождении составляет 1 – 7,5 т/год.

Выводы

- Рекомендации для того или иного метода борьбы с АСПО и солеотложениями должны осуществляться индивидуально для каждой конкретной скважины, используя сведения о её эксплуатации и анализируя затраты на ведение профилактических работ по АСПО и солеотложениям;

- Приоритетным направлением в борьбе с солевыми и парафинистыми отложениями на Мамонтовском месторождении должно быть применение наиболее экономичных методов, не требующих больших материальных и трудовых затрат.

- Использование электрокабелей и промывки горячей нефтью для борьбы с АСПО нельзя признать удачным решением в данных условиях;

- Наиболее эффективен химический метод предотвращения отложения парафина с применением ингибиторов в сочетании с промывкой инвертной эмульсией. Обработка скважин ингибитором имеет сравнительно небольшую стоимость. Анализ результатов обработки скважин химическими реагентами против парафиноотложений показал, что после применения ингибиторов межочистной период работы скважин увеличивается в 5 раз и более.

- Приемлемым способом повышения работоспособности оборудования в условиях солеотложения на Мамонтовском месторождении является применение покрытия НКТ стеклом, эмалями;

- Наиболее эффективным способом предотвращения солеобразования в нефтепромысловом оборудовании является химический с использованием реагентов-ингибиторов.

Литература

1. Акульшин А.И. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра. 1989. – С. 97 – 101
2. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. – М.: Недра, 1970. – С. 321 – 323
3. Малышев А.Г., Черемисин Н.А., Шевченко Г.В. Выбор оптимальных способов борьбы с парафиноотложением // Нефтяное хозяйство. – М., 1997. – N 9 – С. 62 – 69
4. Персянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – С. 347 – 433
5. Л.С. Каплан Технология и безопасность в нефтедобыче, 2004. – С. 55
6. Щуров В.М. Технология и техника добычи нефти. – М.: Недра, 1983 – С. 72 – 74

ПОДБОР КОМПЛЕКСА МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

И.А. Синцов, А.А. Александров, И.А. Ковалев

Научный руководитель профессор М.Л. Карнаухов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

На сегодняшний день все более остро встает вопрос о разработке трудноизвлекаемых запасов, содержащихся в низкопроницаемых коллекторах с такими геологическими особенностями, как аномально высокое пластовое давление, отсутствие подошвенных вод и неоднородность. Все это характерно для баженовской свиты, широко распространенной на территории Западной Сибири. Нами рассмотрена модель низкопроницаемого коллектора с отсутствием подошвенных вод. Для данной модели использован стохастический подход построения, в основе которого лежит алгоритм биномиального закона для распределения дискретной случайной величины. Геологический объект по вертикали разбивался на множество элементарных слоев. Разбиение сетки по вертикали производилось в соответствии с данными ГИС на 0.5 м. При этом в каждом интервале определен литологический тип пород. Общее количество ячеек модели – 125200. Цифровая фильтрационная модель построена на основе варианта стохастической геологической модели. Геологическое моделирование было осуществлено в программном комплексе «Igar RMS». Выполнение гидродинамических расчетов выполнялось в программном комплексе «Tempest More». В основе расчетов использовалась трехмерная трехфазная изотермическая гидродинамическая модель фильтрации нефти, газа и воды в пористой среде (Black Oil), которая является наиболее распространенной и успешно применяется в практике разработки нефтяных месторождений. Нефтенасыщенные сланцы баженовской свиты характеризуются невысокой пористостью (10 –15%) и довольно низкой проницаемостью (1 – 20 мД). В условиях пласта нефть легкая (в среднем 820 кг/м³), маловязкая (1,1 мПа·с), с давлением насыщения нефти газом около 10 МПа, что значительно ниже пластового давления.

Объектом моделирования была выбрана часть пласта размерами 1500 на 1500 м с расположенной в центре добывающей скважиной. Для моделей с системой поддержания пластового давления были добавлены четыре нагнетательные скважины по пятиточечной схеме с равным удалением от центральной скважины, плотность сетки составляет 25 га/скв. Проектный период эксплуатации скважин составил 30 лет. Условия отключения скважин: превышение обводненности 98% и снижение дебита нефти менее 1 т/сут. На рассматриваемой модели отсутствует АВПД, средняя глубина кровли коллектора составляет 3000 м. Залежь является литологически экранированной. Стоит отметить, что исходные данные были приняты по аналогии с одним из реально существующих месторождений Западной Сибири.

В настоящее время идет обсуждение целесообразности применения тех или иных технологий, позволяющих более эффективно осуществлять выработку запасов нефтенасыщенных сланцев баженовской свиты Западной Сибири. Среди предлагаемых технологий, позволяющих увеличить нефтеотдачу, можно отметить такие как создание системы поддержания пластового давления, в том числе с закачкой воды или газа, применение гидроразрыва пласта и горизонтальных скважин. Применение тех или иных методов на практике имеет опытный характер и до сих пор не найдено универсальных способов разработки пластов данного типа. С целью оценки эффективности данных технологий и сравнения их между собой как в отдельности, так и комплексно, были рассмотрены несколько вариантов разработки:

- 1) на естественном режиме;
- 2) с поддержанием пластового давления за счет закачки воды;

3) с поддержанием пластового давления за счет закачки газа.

В качестве вытесняющего агента при закачке газа была выбрана двуокись углерода (CO_2). Данный газ лучше всего подходит для вытеснения нефти, даже в сравнении с попутным газом. На данный момент идет подготовка к промышленной внедрению закачки CO_2 на отдельных месторождениях Западной Сибири.

В каждом из вариантов были рассмотрены несколько подвариантов видов скважин с различным расположением в пласте:

- 1) скважина с вертикальным вскрытием пласта (в дальнейшем ННС);
- 2) скважина с вертикальным вскрытием пласта и проведением гидроразрыва (в дальнейшем ННС с ГРП);
- 3) скважина с горизонтальным вскрытием пласта в кровельной части длиной 300 м (в дальнейшем ГС в кровле);
- 4) скважина с горизонтальным вскрытием пласта в подошвенной части длиной 300 м (в дальнейшем ГС в подошве);
- 5) скважина с горизонтальным вскрытием пласта в кровельной части длиной 300 м (в дальнейшем ГС в кровле).

При разработке залежи на естественном режиме были получены невысокие показатели накопленной добычи нефти (рисунок 1). В ходе эксплуатации по всем видам скважин отмечается резкое падение дебитов. Через три-четыре года во всех случаях дебиты нефти снижаются до значений менее 1 т/сут. Это объясняется тем, что рассматриваемая нами залежь имеет линзовидное строение, и ввиду отсутствия подошвенных вод энергетическая характеристика объекта быстро ухудшается. Наиболее продолжительным периодом эксплуатации характеризуется ННС, однако за счет ННС с ГРП достигается максимальная накопленная добыча нефти – 29 тыс.т, что на 20% выше ННС без ГРП. При горизонтальном бурении лучшими показателями характеризуется скважина с расположением ствола в подошве пласта. Однако стоит признать, что рассматриваемые технологии характеризуются относительно невысокой эффективностью.

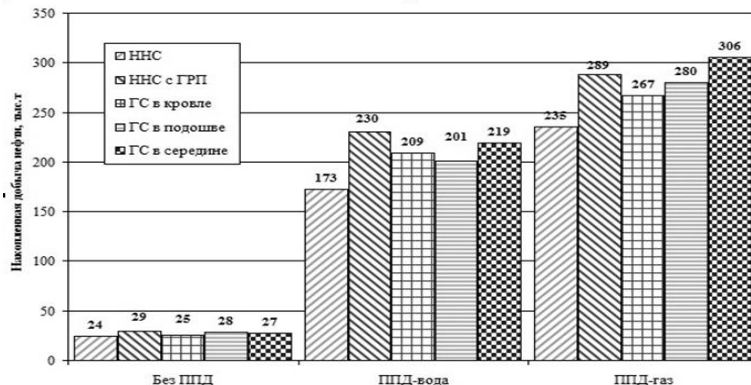


Рис. 1 Сравнение показателей накопленной добычи нефти в зависимости от комплекса методов увеличения нефтеотдачи

Применение системы поддержания пластового давления с закачкой воды во всех случаях позволяет существенно увеличить отборы нефти. Накопленная добыча нефти по сравнению с естественным режимом увеличивается, как минимум, в 7 раз. Применение ГРП в ННС позволяет увеличить добычу нефти на 33% и является более эффективным методом по сравнению с горизонтальным бурением, позволяя получить накопленную добычу нефти на уровне 230 тыс.т. Из рассмотренных горизонтальных скважин наименее эффективной является та, что расположена в подошве пласта, поскольку при заводнении прорыв воды к ней происходит быстрее, чем к скважинам, расположенных в центре и кровле. С другой стороны при эксплуатации горизонтальной скважины в кровельной части пласта хуже вырабатываются запасы, расположенные ниже ГС, поскольку объект обладает высокой слоистой неоднородностью.

Закачка газа для поддержания пластового давления показывает хорошие результаты, поскольку, как отмечалось выше, рассматриваемый пласт характеризуется высокой остаточной нефтенасыщенностью. Применение двуокиси углерода позволяет существенно увеличить нефтеотдачу. Поскольку газ обладает более высокой подвижностью и проникающей способностью по сравнению с флюидами пласта, а также меньшей плотностью, то наблюдается ситуация, когда вытеснение газом в верхней части пласта происходит быстрее, чем в нижней. По сравнению с закачкой воды конечная добыча нефти в ННС увеличивается на 36 %, а по сравнению с разработкой на естественном режиме – практически в 10 раз. При этом, согласно расчетам, наиболее эффективным является применение скважины с горизонтальным окончанием ствола, расположенной в центре пласта, накопленная добыча нефти составила 306 тыс.т. Данная технология является более эффективной по сравнению с применением гидроразрыва, поскольку при ГРП вскрывается весь нефтенасыщенный интервал, и вероятность прорыва газа к трещине выше, чему у горизонтальной скважины. Этим же объясняется и относительно невысокая добыча нефти ГС в кровле, по сравнению с другими конфигурациями скважин. После прорыва газа по верхним интервалам, уровни добычи нефти существенно снижаются. Также расположение скважины в кровле или подошве пласта негативно сказывается на охвате выработкой по разрезу, о чем уже упоминалось выше.

Таким образом, можно сделать несколько основных выводов:

- 1) Разработка трудноизвлекаемых запасов в низкопроницаемых неоднородных коллекторах, характерных для нефтенасыщенных сланцев Западной Сибири, малоперспективна при отсутствии системы поддержания пластового давления.
- 2) При закачке воды одним из наиболее перспективных методов является применение гидроразрыва пласта в наклонно-направленных скважинах с вертикальным окончанием, однако стоит помнить о том, что достигнуть проектную величину длины трещины разрыва не всегда удастся на практике, что может привести к ухудшению реальных показателей.
- 3) Закачка газа в данном типе коллектора является более эффективным методом увеличения нефтеотдачи, чем закачка воды. Наиболее эффективной оказалась технология горизонтального бурения в центральной части пласта. Однако успешное применение горизонтальных скважин во многом зависит от конкретных геологических условий, которые невозможно оценить при высокой неоднородности пласта.

РАСЧЕТ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В ЗАТРУБНОМ ПРОСТРАНСТВЕ НАКЛОННОЙ СКВАЖИНЫ

С.Д. Скориков, А.В. Мишина, В.М. Арсанов

Научный руководитель профессор М.Л. Карнаухов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

При изучении процессов происходящих в наклонно-направленных скважинах для удобства расчетов наклонный участок всегда можно представить в виде вертикального участка большего радиуса (рис. 1).

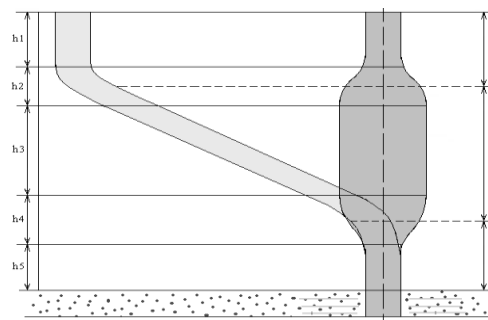


Рис. 1 Схематическое изображение пятиинтервального профиля наклонной скважины

h1 – верхний вертикальный участок скважины; h2 – участок набора кривизны скважины; h3 – участок стабилизации ствола скважины; h4 – нижний участок искривления скважины; h5 – нижний вертикальный участок скважины; A, B, C – интервалы ствола скважины для выполнения расчетов.

Для расчета соответствующего радиуса вертикального участка воспользуемся формулой:

$$r_1 = r_c \frac{1}{\sqrt{\cos \alpha}}$$

где $\cos \alpha = h/l$; r_1 – радиус наклонно-направленной скважины, м; l – длина наклонного участка, м; h – длина наклонного участка по вертикали, м.

Очевидно, условный радиус r_1 эквивалентной вертикальной скважины будет тем больше, чем больше угол наклона искривленного участка скважины. На рис. 2 приведено шесть кривых распределения газосодержания по глубине при различной доле газа на динамическом уровне.

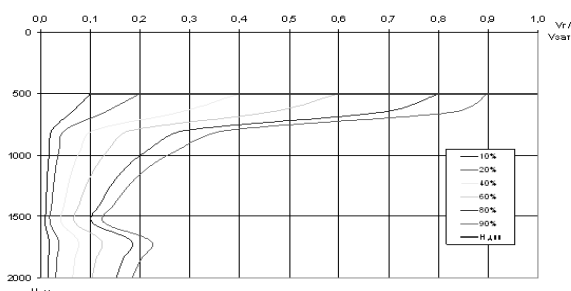


Рис. 2 Изменение газосодержания по глубине при различной доле газа на динамическом уровне

Как видно, в отличие от распределения газосодержания в затрубном пространстве в вертикальной скважине, на данном рисунке явно обнаруживается прогиб всех кривых в наклонной части ствола скважины. В

наклонной области газосодержание намного ниже, чем газосодержание в верхнем и нижнем вертикальных участках скважины. Такое изменение газосодержания существенно влияет на темп роста давления в верхнем вертикальном участке ствола и в меньшей степени влияет на темп роста давления в нижнем вертикальном участке.

Чем больше исходное содержание газа на динамическом уровне, тем отмеченные эффекты ощутимее (рис.4).

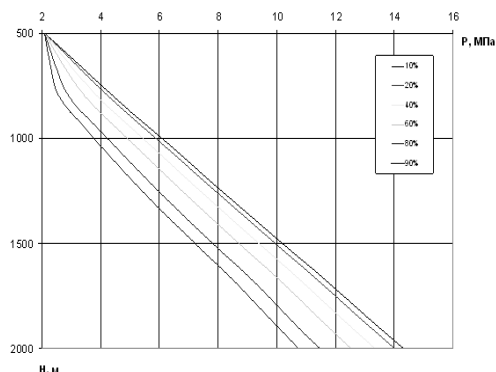


Рис. 3 Распределение давления по глубине в затрубном пространстве скважины с углом наклона 60° при различной доле газа на $H_{дин}$

Далее рассмотрим влияние угла наклона ствола скважины на распределение давления вдоль ствола скважины. Графики показывают, что угол наклона скважины незначительно влияет на величину давления на приеме насоса, и при угле наклона 75° разница давления в вертикальной и наклонной скважине составляет всего лишь 5% или 0,75 МПа. Но это при газосодержании на динамическом уровне не более 40% от объема смеси. Аналогично случаю с вертикальной скважиной, проведем расчет изменения давления на приеме насоса при снижении динамического уровня в наклонно-направленной скважине с углом наклона 60° . На рис. 4 приведены кривые изменения давления с глубиной для условий различного газосодержания (от 10% до 80%).

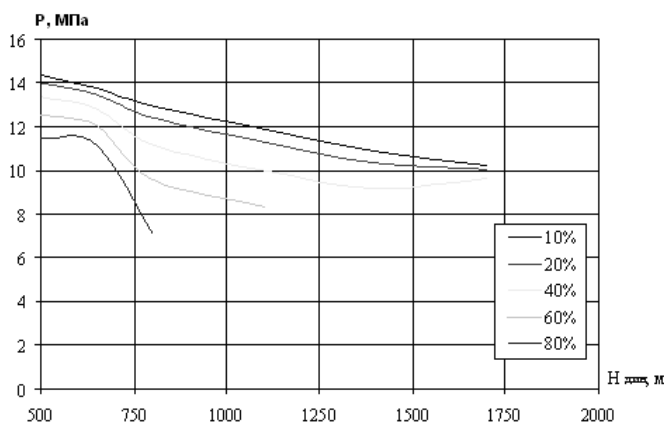


Рис. 4 Динамика изменения давления на приеме насоса при снижении динамического уровня (для различного газосодержания) в наклонной скважине ($\alpha = 60^\circ$)

При небольшом газосодержании давление на приеме насоса изменяется аналогично вертикальной скважине, а при увеличении доли газа на динамическом уровне более 40%, давление на приеме насоса начинает снижаться более интенсивно, так как в нижнем вертикальном участке теперь содержится один газ. При дальнейшем снижении динамического уровня темп снижения давления на приеме насоса увеличивается. В случае газосодержания на динамическом уровне более 40% и регистрации уровня в наклонной части ствола скважины, давление на приеме насосного оборудования будет снижаться еще с большим темпом.

Литература

1. Закиров С.Н. и др. Совершенствование технологий разработки месторождений нефти и газа. – М.: Грааль, 2000. – 43 с.
2. Лозин Е.В. и др. Гидродинамические исследования скважин с использованием современных глубинных приборов // Нефтяное хозяйство. – М., 2004. – № 11. – с. 78 – 80.

**МЕРОПРИЯТИЯ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ПЛАСТОВ
АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ КОНИТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ****С.М. Стрикун**

Научный руководитель профессор С.И. Грачёв

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Ачимовская толща на Конитлорском месторождении представлена 28 залежами нефти в шести продуктивных пластах: Ач₁, Ач₂, Ач₂¹, Ач₃, Ач₄, Ач₅. Зоны, где выявлены несколько залежей толщи, представляют собой «слоеный пирог» из маломощных нефтенасыщенных, водонасыщенных и глинистых интервалов. Отдельные слои песчаников перекрывают друг друга и имеют слабый наклон с востока на запад. В восточном направлении песчаные линзы ачимовской толщи выклиниваются вверх по склону, в юго-западном направлении из-за удалённости источников сноса и дефицита терригенного материала происходит постепенное замещение ачимовских пластов глинистыми аналогами. Пласты ачимовской толщи представлены авандельтовыми отложениями и сформировались в процессе бокового заполнения бассейна некомпенсированным прогибанием дна с периодическим сбросом (сползанием) нелигифицированного осадка вниз по склону бассейна в более глубоководную зону. Строение ачимовских отложений осложнено тектоническими движениями, что затрудняет корреляцию и проведение границ между пластами и их комплексами.

На Конитлорском месторождении основными продуктивными пластами в ачимовской толще являются два верхних пласта: Ач₁ и Ач₂, меньшее значение имеют пласты Ач₂¹ – Ач₅. Каждый из этих объектов пластом называют весьма условно, так как они, имея линзовидное строение, как правило, сами состоят из нескольких линзовидных слабонаклонных тел. В основном пласты представлены низкопроницаемыми ($13 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$) породами со средней нефтенасыщенностью около 0,65, средняя нефтенасыщенная толщина по пласту – 3,7 м.

Сложное геологическое строение и низкие фильтрационно-емкостные свойства пластов ачимовской толщи обусловили невысокий утверждённый коэффициент нефтеотдачи – 0,212. Согласно проектным решениям, пласты ачимовской толщи объединены в один эксплуатационный объект Ач₁₋₅. Значение коэффициента расчлененности на отдельных участках достигает 20. По площади объект Ач₁₋₅ разделён на 10 залежей. Для достижения утверждённого коэффициента извлечения нефти, на основных залежах 3, 4, 7 реализуется трёхрядная блоковая система разработки с очаговым и приконтурным заводнением на отдельных краевых участках. На залежах 1, 6 формируется приконтурное заводнение, на остальных залежах очагово-избирательное.

Для разработки объекта реализуются различные технологии строительства скважины: наклонно-направленные скважины, горизонтальные скважины, скважины с одним и множеством горизонтальных стволов, к которым также можно отнести многоствольные горизонтальные скважины. Эксплуатация наклонно-направленных скважин позволила добыть 7676 тыс. т нефти, при этом удельная добыча на скважину составила 15,1 тыс.т нефти, среднее отработанное время одной скважины – 3,4 года, обводнённость продукции – 75,7 %. Добыча нефти, обеспеченная горизонтальными скважинами составила 912 тыс. т, при этом удельная добыча на одну скважину 19,8 тыс. т, среднее время работы – 3,9 года, обводнённость продукции составила 59,7 %. За счёт боковых горизонтальных стволов на (БГС) добыто 2469 тыс. т нефти, удельная добыча на одну скважину с БГС составила 24,7 тыс. т, среднее время работы скважины – 3,1 года, обводнённость – 41,6 %. Добыча нефти за счёт многоствольно-разветвлённых скважин составила 1206 тыс. т. На одну скважину в среднем приходится 80,4 тыс.т, при среднем отработанном времени 5,7 лет. Обводнённость продукции скважин – 51 %. Эффективность реализации скважин с несколькими боковыми стволами очевидна.

Большее половины нефти, добытой на объекте Ач₁₋₅, было отобрано из залежи 3. Эксплуатационный объект Ач₁₋₅ на залежи представлен всеми пятью пластами ачимовской толщи. Пласт Ач₁ присутствует практически по всей залежи. Пласты Ач₂, Ач₃, Ач₄ и Ач₅ представлены локальными линзами в северо-восточной части залежи, имеют низкие фильтрационно-емкостные свойства и слабую нефтенасыщенность. Залежь 3 введена в эксплуатацию с 1999 года. В настоящее время весь проектный фонд залежи реализован. В добывающих скважинах перфорацией вскрыто 79 % эффективной нефтенасыщенной толщины. Текущий коэффициент нефтеотдачи залежи 3 объекта Ач₁₋₅ составляет 0,185, отбор от начальных извлекаемых запасов – 87,5 %. В действующем фонде числится 135 добывающих скважин. Средний дебит добывающих скважин по нефти 13,4 т/сут, при обводнённости 57,7 %. Источник обводнения продукции скважин - пластовая и закачиваемая вода. Обводнение продукции в 41 % скважин происходит за счет закачиваемой воды, в 6% скважин источником обводнения является пластовая вода, 53% скважин обводняются одновременно закачиваемой и пластовой водой, подтягиваемой в интервал перфорации из нижней водонасыщенной части пласта. На данной залежи работает 56 нагнетательных скважин, обеспечивающих компенсацию отбора жидкости закачкой 132 %, при проектной – 115 %. Анализ показал, что превышение закачки над проектной обусловлено: 1) размещением части скважин на границе залежи, в следствие чего часть закачиваемой воды уходит за контур нефтеносности; 2) перекомпенсацией отбора жидкости закачкой в отдельные взятых блоках, что может привести к обводнению скважин быстрее проектного. Предложены мероприятия (отключения скважин, сокращение закачки в 5 скважинах), позволившие сократить уровень закачиваемой воды до текущей компенсации – 115 %.

Для увеличения коэффициента извлечения нефти на пластах Ачимовской толщи реализуются следующие геолого-технологические мероприятия: гидроразрыв пласта, физико-химическая обработка призабойной зоны добывающих и нагнетательных скважин, дострел и перестрел, термо-газохимическое воздействие, изоляционные работы и потокоотклоняющие и нефтеотмывающие технологии, а также их

комплексное применение. Наибольшая эффективность получена от гидроразрыва пласта (дополнительная добыча нефти 12 тыс. т/скв.-опер.) и от комплексных перфорационных мероприятий, заключающиеся в достреле и перестреле нефтенасыщенных интервалов (3 тыс.т/скв.-опер.)

Учитывая многопластовость и большую расчленённость объекта, значительная роль в выработке запасов отводится дострелу ранее не перфорируемых пропластков. На начальной стадии эксплуатации перфорируются наиболее нефтенасыщенные пропластки, что обеспечивает входную обводнённость скважины значительно ниже, чем в скважинах, в которых вскрыта вся нефтенасыщенная продуктивная толща. Анализ позволил выявить скважины, текущая нефтенасыщенность которых ниже нефтенасыщенности неперфорированных пластов. По данным скважинам рекомендуется дострел неперфорированных нефтенасыщенных пластов.

Структурное построение на основе данных интерпретации сейсмических исследований и интерпретация результатов геолого-физических исследований скважин (ГИС) позволили создать по залежи трёхмерную геологическую модель (рис). Учитывая петрофизические лабораторные исследования, данные промысловых ГИС и работы скважин, была создана фильтрационная гидродинамическая модель. Создание и адаптация к фактическим показателям разработки гидродинамической модели фильтрации позволила выявить зоны размещения остаточных запасов нефти, как по площади, так и по разрезу. Проведён расчёт, позволяющий оценить эффективность зарезки одного и нескольких боковых стволов из скважин объекта для выработки остаточных зон. В случае применения одноствольных скважин, на нижележащих пластах остаются локальные зоны выработанных запасов. На основе данного расчета было рекомендовано проведение зарезки боковых горизонтальных стволов с многоствольным разветвлением из трёх скважин действующего фонда и проведения повторного гидроразрыва пласта в четырёх скважинах действующего фонда.

Расчет в гидродинамической модели фильтрации показал, что рекомендуемые мероприятия позволят увеличить конечный КИН до 0,314, при проектном – 0,212. Разница накопленной добычи нефти с проектной составит 3371 тыс. т. Разработанный перечень мероприятий рекомендуется для реализации на пластах Ачимовской толщи.

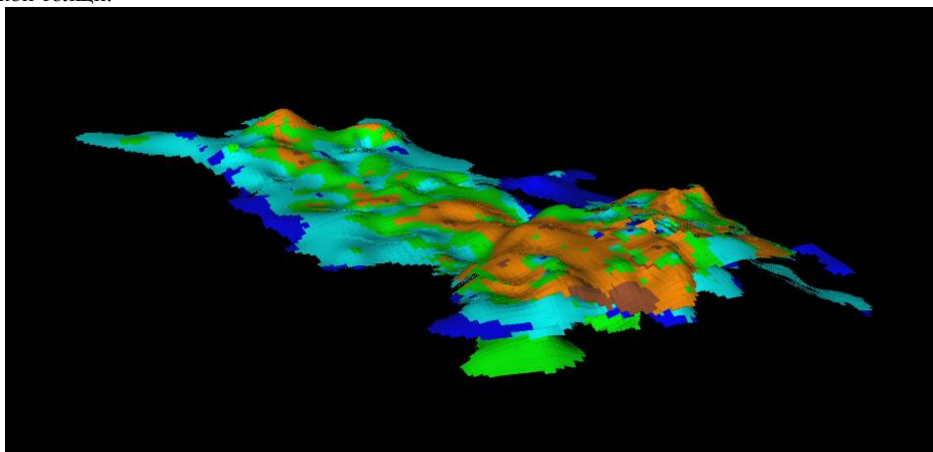


Рис. Трёхмерная геологическая модель

ПРИМЕНЕНИЕ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯ В НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

Д.С. Тананыхин

Научный руководитель профессор А.В. Петухов

Санкт-Петербургский государственный горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

В настоящее время интерес к проблеме устойчивости пород призабойной зоны скважин, вскрывающих слабосцементированные коллектора, и увеличения надежности их эксплуатации значительно возрос в связи с тем, что большинство месторождений Российской Федерации переходят в завершающую стадию эксплуатации. Как следствие, начинается, и, с большой долей вероятности можно утверждать, что будет прогрессировать процесс обводнения скважин. Как известно, с обводнением призабойной зоны прочность слабосцементированных песчаников существенно уменьшается, а значит, увеличивается опасность разрушения коллекторов, образования песчаных пробок на забое скважин, эрозии оборудования и загрязнения системы сбора и подготовки нефти и газа. Поэтому проблема эксплуатации таких скважин, несмотря на многочисленные исследования в этой области, продолжает оставаться весьма актуальной и недостаточно изученной.

Согласно анализу современной литературы существует два метода эксплуатации нефтяных и газовых скважин в слабосцементированных коллекторах:

- методы эксплуатации скважин с выносом песка на поверхность;
- методы эксплуатации скважин с предотвращением выноса песка из пласта.

На наш взгляд более целесообразно использовать методы с предотвращением выноса песка, то есть с его креплением в призабойной зоне одним из множества разработанных на сегодняшний момент способов. Все методы крепления слабосцементированных пород условно подразделяются на пять групп: механические, физико-химические, технологические, химические методы и их комбинации.

Единственным методом, позволяющим не сдерживать вынос песка, а повышать прочность породы является химический. При проведении работ по креплению слабосцементированных пород призабойной зоны нефтяных и газовых скважин химическими растворами происходит реагирование химических веществ. Условно все реакции можно разделить на три группы:

- последовательная закачка химических веществ;
- реагирование веществ как между собой, так и с вмещающими флюидами и породой;
- извлечение продуктов реакции.

Так как для проведения обработок скважин по данной технологии используются водные растворы химических веществ с низкой вязкостью, то осложнений при закачке их в призабойную зону не возникает. При закачке тампонирующего состава происходит его мгновенное реагирование с ранее закаченным химическим веществом. В результате реакции образуется закупоривающий осадок, способный удерживать слабосцементированные зерна породы вместе.

При внедрении в призабойную зону растворов химических веществ начинается их реагирование не только между собой, но и с породой, и с вмещаемыми флюидами. В первую очередь, вступают в реакцию флюиды, поскольку одни из них покрывают стенки поровых каналов, а другие заполняют все остальное пустотное пространство. Взаимодействие пластовых и техногенных вод с химическими реагентами зависит от степени их минерализации. При небольших минерализациях и содержания солей кальция и магния, их влияние не велико. Но при повышении концентрации этих солей, они вступают в реагирование с активными веществами, в результате часть активных веществ расходуется с образованием кольматантов. Более сложные процессы происходят при взаимодействии жидких углеводородов с щелочами [1].

Установлено, что безусловно положительным свойством щелочей является омыление ими жирных кислот, в небольших количествах содержащихся в нефти. Таким образом, щелочь может выполнять роль ПАВа, способствующего снижению гидравлических сопротивлений потоку в призабойной зоне. Щелочи, в некоторой степени растворяют цемент коллектора, если он состоит из опала. Таким образом, применение щелочей для воздействия на минеральные группы коллекторов весьма ограничено. При освоении эксплуатационных скважин после проведения операций по креплению слабосцементированных пород будет происходить вынос химических веществ, не вступивших в реакцию. Для скрепления слабосцементированных пород на базе Санкт-Петербургского государственного горного университета были проведены эксперименты по закачке в пласт крепящих агентов. Через насыпную модель осуществляли последовательную прокачку водного раствора хлористого кальция и, в качестве тампонирующего состава, водный раствор гидроксида натрия (гидрокарбоната натрия). В результате реакции ионы кальция образуют нерастворимое в воде соединение, т.е. в поровом объеме образуется закупоривающий осадок в виде тонкодисперсной взвеси, а на стенках поровых каналов в виде твердых микрокристаллов. Закачку каждого из указанных растворов производят равными порциями. Предполагается, что полученный в пластовых условиях осадок будет также препятствовать прорыву пластовых вод, путем изоляции водопроявляющих участков пласта устойчивым в воде осадком, за счет этого будет происходить подключение в разработку застойных и слабодренлируемых зон пласта. Их эффективность определяется достаточной устойчивостью пород после крепления без значительного ухудшения коллекторских свойств. Работы проводились как на насыпных моделях пласта (рисунок 1), так и на естественных образцах керна.

На основе ряда проведенных экспериментов в качестве профилактических работ по предупреждению пескопроявления рекомендуется использовать метод гидрофобизации, который заключается в отверждении, либо гелеобразовании гидрофобизирующих составов при попадании в обводненные интервалы пласта. В результате чего происходит скрепление слабосцементированных пород призабойной зоны, а также селективное тампонирующее водонасыщенных интервалов пласта, тем самым ограничивается приток пластовой воды в скважину, которая, как известно, также способствует разрушению слабосцементированных пород.

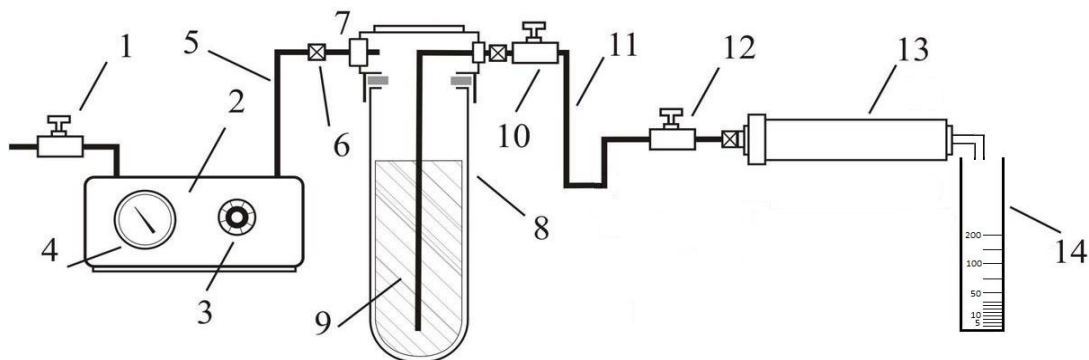


Рис.1 Схема лабораторной установки насыпной модели пласта ТВР-804 (Coretest systems – переоборудованная модель)

1 - клапан подачи воздуха (ввод); 2 - установка для создания давления; 3 - регулятор подачи воздуха; 4-манометр давления воздуха; 5 - трубка подвода воздуха к накопителю жидкости; 6 - соединительный элемент трубок; 7 - накопитель жидкости; 8 - нижняя емкость накопителя жидкости (сменная); 9 - фильтруемая жидкость; 10 - клапан подачи жидкости; 11 - трубка подачи жидкости; 12 - клапан на входе в кернодержатель; 13 – кернодержатель; 14 – мерная емкость.

В качестве лабораторных работ по креплению коллектора были проведены опыты по имитации работы отдельно для процесса эксплуатации нефтяных и газовых скважин. Была получена заявка на патент № 2011134125/03 «Способ крепления призабойной зоны продуктивного пласта газовых скважин».

Характеристика используемых химических реагентов для крепления призабойной зоны и технология его утилизации должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.1007-76.

Заключение.

Применение гидрофобизирующих реагентов положительно влияет на фильтрацию нефти в призабойной зоне нефтяного пласта;

Обработка нефтяной скважины гидрофобизирующими реагентами позволяет снизить проницаемость по воде в нефтеносных интервалах пласта и увеличить критический перепад давления, при котором начинается вынос песка;

Снижение проницаемости при моделировании газовой скважины после обработки насыпной модели пласта по газу водным раствором CaCl_2 и NaOH составляет 12 – 18%, по жидкости 11 – 13 %;

Снижение проницаемости при моделировании нефтяной скважины после обработки насыпной модели пласта по жидкости водным раствором CaCl_2 и NaHCO_3 составляет 51 – 68 %. Но, при этом, значительно увеличивается прочность породы, следовательно, становится возможным увеличение депрессии на пласт, тем самым подерживая уровень добычи на прежнем уровне.

Напрашивается вывод – каждая скважина требует индивидуального подхода.

Литература

1. Ланчаков Г.А. Методы повышения эффективности физико-химического воздействия на призабойную зону пласта при интенсификации притока / Г.А. Ланчаков, А.В. Динков, В.А.Фомичев, О.Б.Сюзев, Н.А. Кудрявцев, С.И. Кабанов // Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса. – М.: Недрa, 1998, – С. 343 – 348.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ АГРЕГАЦИИ АСФАЛЬТЕНОВ МЕТОДОМ ОПТИЧЕСКОЙ МИКРОСКОПИИ

В.В.Тихонов, М.Г.Мартикян

Научные руководители заведующая лабораторией Л.В.Чеканцева, доцент Л.В.Шишмина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Рациональное использование нефтяных ресурсов путем наиболее полного извлечения нефти, невозможно без всесторонних физико-химических исследований состава, структуры и свойств нефти. В процессе добычи и транспортировки нефти могут создаваться условия (например, изменение давления, температуры и состава), при которых высокомолекулярные компоненты – смолы, асфальтены, парафины теряют устойчивость и выпадают в виде твердой фазы, образуя отложения [1]. В связи с этим, проблема изучения устойчивости надмолекулярных структур (ассоциатов) является актуальной технологической задачей. Нефтяные асфальтены обычно определяются как нечто подобное коллоидам тяжелых фракций нефти, которые полностью смешиваются с ароматическими углеводородами, но нерастворимы в н-алканах [2]. Растворы асфальтенов в смеси толуола и н-гептана могут быть использованы в качестве модельной системы для изучения агрегации коллоидных явлений в жидких нефтях.

Целью исследования было изучение агрегативной устойчивости и особенностей поведения нефтяных асфальтенов в зависимости от количества добавленного н-гептана, используемого в качестве осадителя. Эксперименты проводили методом оптической микроскопии с использованием модульного биологического микроскопа Olympus CX41, включающего в себя программное обеспечение анализа изображений ImageScore Color. Модульная система позволяет проводить базовую обработку изображений, калибровку размеров и ручных измерений по изображениям, их хранения и печати, статистическую обработку, экспорта результатов измерений.

Были рассчитаны характеристики погрешности измерений. Оценку значений приписанной характеристики погрешности, показателя точности методики анализа, проводили по установленным значениям характеристик ее случайной и систематической составляющих с применением алгоритмов, рекомендуемых в [3]. В качестве образца для оценивания показателей повторяемости и воспроизводимости методики измерений был использован эталон для калибровки оптического микроскопа. Максимальным значением показателя точности метода стало значение 4.6%, которое и стало приписанным.

В качестве образцов исследования были использованы асфальтены нефти: УН-1 и АН-1. Образцы асфальтенов были предоставлены Институтом химии нефти СО РАН г.Томска. Из каждого вида были приготовлены растворы 0,1 г/л асфальтенов в толуоле. Асфальтены этих месторождений полностью растворяются в толуоле при данной концентрации, образуя молекулярный раствор, что было зафиксировано на приборе Photosoc Complex. При некотором пороговом значении отношения н-гептан/толуол, раствор асфальтенов становится неустойчивым и частицы асфальтенов начинают коагулировать. Пороговую концентрацию н-гептана,

при которой начинается процесс агрегирования, определяли с помощью фотокорреляционной спектроскопии. Для нефти УН-1 она составила 39,2%, для нефти АН-1 – 49,6%. Было исследовано по девять растворов УН-1 и АН-1с различным количеством добавленного н-гептана. Пробу тщательно перемешивали и отбирали объем для исследования методом оптической микроскопии. В образцах измерялись размеры агрегировавших асфальтенов, и проводился дисперсионный анализ исследуемой системы (рис.1).

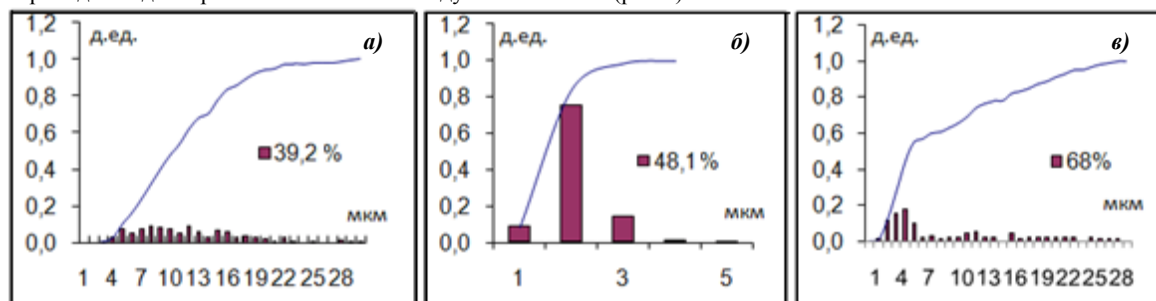


Рис.1 Дифференциальные и интегральные кривые распределения частиц асфальтенов УН-1 по размерам: а) асфальтены-толуол+39,2% гептана; б) асфальтены-толуол+48,1% гептана; в) асфальтены-толуол+68% гептана

Анализируя зависимости распределения частиц асфальтенов нефти УН-1 между собой, можно видеть, что при пороговом значении концентрации н-гептана 39,2% присутствуют частицы от 1 до 30 мкм, без выраженного максимума. При увеличении концентрации н-гептана, крупные частицы до 16 мкм еще присутствуют, но происходит увеличение количества частиц в диапазоне до 5 мкм (растворы с концентрацией н-гептана 42%, 42,4%, 44,6%). У растворов с концентрациями 45,6% и 48,1% н-гептана присутствуют частицы размером до 5 мкм, содержание частиц в максимуме составляет 0,6-0,7 дол.ед. При концентрации н-гептана 52,8% , 56% и, особенно 68%, в системе происходит образование крупных частиц до 30 мкм и уменьшение количества мелких (у раствора с концентрацией 68% н-гептана содержание частиц в максимуме составляет 0,2 дол.ед.).

Дисперсионный анализ распределения частиц асфальтенов по размерам модельной системы асфальтены-толуол + н-гептан нефти АН-1 приведен на рис.2.

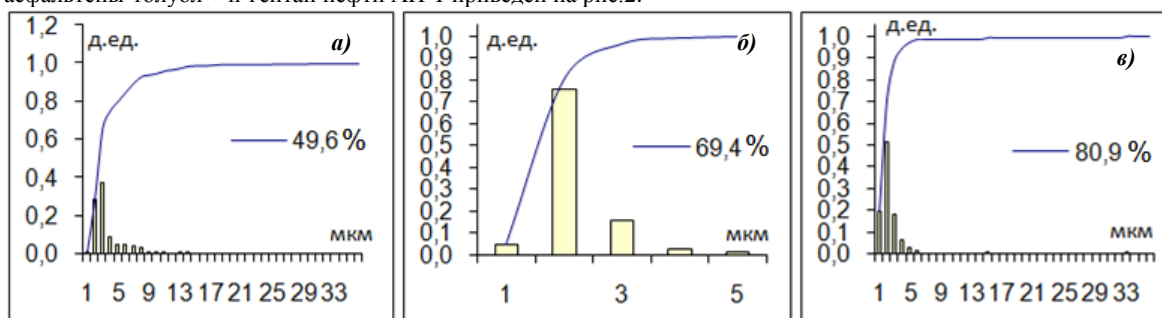


Рис.2 Дифференциальные и интегральные кривые распределения частиц асфальтенов АН-1 по размерам: а) асфальтены-толуол+49,6% гептана; б) асфальтены-толуол+69,4% гептана; в) асфальтены-толуол+80,9% гептана

При пороговом значении н-гептана 49,6% присутствуют крупные частицы до 30 мкм, содержание частиц в максимуме составляет 0,4 дол.ед. В растворах с концентрацией н-гептана 53,1%, 59,9%, 69,4% присутствуют крупные частицы до 9 мкм, содержание частиц в максимуме составляет 0,6-0,8 дол.ед. У растворов с концентрацией н-гептана 57,8%, 63,9%, 65%, 74,1%, 80,9% присутствуют крупные частицы до 34 мкм, содержание частиц в максимуме составляет 0,5-0,7 дол.ед.

Сопоставление состава образцов разных концентраций проводилось вычислением медианного диаметра M_d (мкм), меньше и больше которого содержится по 50% частиц, коэффициента сортировки S_o , характеризующего степень равномерности распределения размеров частиц в растворе и коэффициента асимметрии S_k , показывающего, в какой части размерного интервала наибольшее количество частиц – в начальной ($S_k > 1$) или в конечной ($S_k < 1$) [4]. Для их определения необходимо перейти от частотного распределения к кумулятивному (интегральному). Данные представлены в таблице.

В данной работе были рассчитаны характеристики погрешности измерений, проведено исследование влияния количества добавленного н-гептана на агрегацию модельной системы асфальтенов в толуоле с концентрацией 0,1 г/л нефтей месторождений УН-1 и АН-1.

Получены дифференциальные и интегральные кривые распределения частиц асфальтенов по размерам в зависимости от условий воздействия коагулянта – н-гептана. Из полученных данных видно, осадитель по-разному воздействует на систему асфальтены – толуол нефтей УН-1 и АН-1. Для всех концентраций были

вычислены медианный диаметр Md , коэффициенты сортировки S_0 и асимметрии S_k . По значениям Md были построены графики зависимости от концентрации н-гептана.

Таблица

Значения медианного диаметра Md , коэффициента сортировки S_0 и коэффициента асимметрии S_k для всех образцов УН-1 и АН-1

УН-1									
конц. н-гептана	39,20%	42,10%	42,40%	44,60%	45,60%	48,10%	52,80%	56%	68%
Md , мкм	(10,3±0,5)	(3,2±0,1)	(3,9±0,2)	(5,6±0,3)	(1,2±0,1)	(1,5±0,1)	(2,5±0,1)	(2,5±0,1)	(5,5±0,3)
S_0	2,1	1,6	2,0	1,7	-	1,6	1,4	1,4	3,5
S_k	1,0	1,0	1,1	1,1	0,0	0,9	1,0	1,0	1,7
АН-1									
конц. н-гептана	49,60%	53,10%	57,80%	59,90%	63,90%	65%	69,40%	74,10%	80,9%
Md , мкм	(2,5±0,1)	(2,7±0,1)	(2,1±0,1)	(1,9±0,1)	(2,1±0,1)	(2,0±0,1)	(1,5±0,1)	(1,5±0,1)	(1,5±0,1)
S_0	2,1	1,6	2,0	1,7	-	1,6	1,4	1,4	3,5
S_k	1,0	1,0	1,1	1,1	0,0	0,9	1,0	1,0	1,7

По полученным значениям медианного диаметра построены зависимости от концентрации добавленного н-гептана для АН-1 и УН-1 (рис.3)

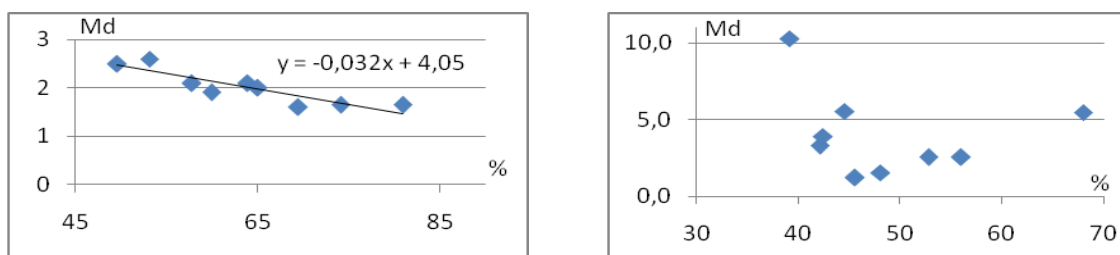


Рис.3 Графики зависимости медианного диаметра Md от концентрации гептана для АН-1 а) УН-1 б)

Для асфальтенов нефти АН-1 зависимость оказалась линейной. Во всех растворах асфальтенов нефтей УН-1 и АН-1, кроме 68% н-гептана (УН-1) и 80,9% н-гептана (АН-1), значение $S_0 < 2,5$, что свидетельствует об однородности асфальтенов в растворе. По значениям S_k можно сделать вывод, что наибольшее количество частиц находится в начальной части размерного интервала ($S_k > 1$).

Литература

1. Burya Y.G., Yudin I.K., Dechabo V.A. Anisimov M.A. Colloidal properties of crude oils studied by dynamic light-scattering: presented at the Fourteenth Symposium on Thermophysical Properties, June 25 – 30, 2000, Boulder, Colorado, U.S.A.
2. Yudin I.K., Nikolaenko G.L., Gorodetskii E.E., Markhashov E.L., Frot D., Briolant Y., Agayan V. A., Anisimov M.A. Universal behavior of asphaltene aggregation in hydrocarbon solution//Petroleum Science and Technology. – London, 1998. – N 3. – P. 395 – 414.
3. РМГ 61 – 2003 "Показатели точности, правильности, прецизионности методик количественного химического анализа. Методы оценки"
4. Справочное руководство по петрографии осадочных пород/ под ред. Л.Б.Рухина. Ленинград:Государственное НТИ нефтяной и горно – топливной литературы, 1958г. – 385 с.

АНАЛИЗ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОБЪЕКТЕ АВ1 МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Д.Г. Ткачев¹

Научный руководитель заведующий отделом мониторинга и разработки месторождений и ГТМ, Д.В. Воробьев²

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²ОАО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

Наиболее крупный сложно построенный объект меловых отложений АВ1 месторождения Томской области характеризуется повышенной неоднородностью и расчлененностью коллектора, а также пониженными ФЕС верхней части разреза.

Это обусловило отставание по выработке запасов нефти и необходимость совершенствования как системы разработки, так и технологий вовлечения запасов в разработку. Одной из применяемых технологий является гидравлический разрыв пласта, эффективность которого вызывает споры. В данной работе представлен анализ проведения ГРП и рассмотрены возможные подходы к оптимизации процесса проведения ГРП.

Месторождение обладает 25% ОИЗ месторождений, разрабатываемых ОАО «Томскнефть» ВНК. Объект АВ1 представлен 5 нефтеносными пластами (АВ₁¹, АВ₁^{2а}, АВ₁^{2б}, АВ₁³ и АВ₁⁴) и является самым крупным (89% остаточных извлекаемых запасов всего месторождения) и сложно построенным объектом (Рис.1), для которого характерны повышенные мезо- и макро неоднородности, понижение ФЕС (данные приведены в табл. 1.) верхней половины разреза.

Текущий коэффициент извлечения нефти пласта АВ1 равен 0.225 (конечный 0,395) при средней обводненности продукции скважин 86%. Пропластки АВ₁^{2б}, АВ₁³ и АВ₁⁴ практически выработаны и имеют высокую обводненность, превышающую темпы отбора запасов.

Таблица 1

Геолого-физическая характеристика объекта АВ1

ПАРАМЕТР	АВ1(1+2а) «рябчик»	АВ1(2б)	АВ1(3)	АВ1(4)	АВ1
Глубина залегания					1672
Толщина, м - общая	11,5	9,1	4	5,5	31,9
- эффективная	5,2	6,0	3,1	3,9	15,9
- нефтенасыщенная	4,7	7,2		2,6	11,1
Пористость, д.ед.	0,244	0,249	0,257	0,27	0,249
Нач. нефтенасыщенность, д.ед.	0,422	0,429		0,501	0,431
Проницаемость по ГИС, мД	13	70	141	365	70
Соотношение проницаемости	1	5	11	28	
Кэфф. Песчаности	0,454	0,657	0,798	0,690	0,496
Расчлененность	4,4	4,4	2,1	1,9	11,4

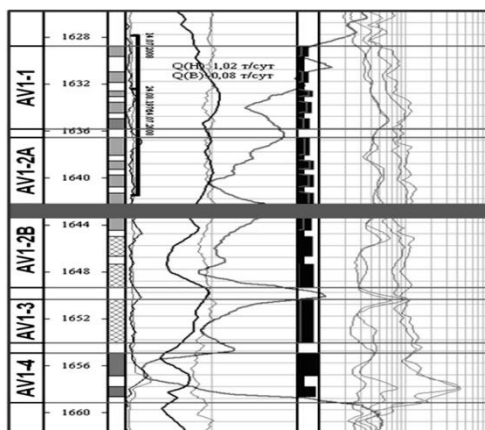


Рис. 1 Расположение пластов объекта АВ1 месторождения

Для достижения проектных уровней добычи нефти на месторождении проводятся комплексные геолого-технические мероприятия: ГРП, переводы на другие объекты разработки, ликвидации аварий, гидродинамические и физико-химические методы повышения нефтеотдачи пластов и др. На объекте АВ1 за всю историю разработки было проведено 208 операций ГРП (без учета повторных). На пластах перфорированных исключительно на АВ₁^{1-2а} «рябчик» за весь период разработки ГРП был проведен на 56 из 202 скважин (без учета повторных). Анализ эффективности ГРП показывает количественное преобладание скважин с отрицательным эффектом, например скв.№936 (рис.2): рост обводненности, в связи с прорывом трещины в нижележащие обводненные пласты АВ₁^{2б}, АВ₁³ и АВ₁⁴.

При проведении промыслово-геофизических исследований на добывающих скважинах (профиль притока), перфорированных на АВ1, отмечается слабая интенсивность притока с пластов АВ₁^{1-2а} и хорошая интенсивность с пластов АВ₁^{2б}, АВ₁³ и АВ₁⁴. Исследования профиля приемистости на нагнетательных скважинах, перфорированных на АВ1, показали, что распределение закачки в среднем равно 35% на пласт АВ₁^{1-2а} и 65% на пласты АВ₁^{2б}, АВ₁³, АВ₁⁴ соответственно. Опираясь на данные ФЕС и результаты ПГИ можно судить об отставании по выработке запасов нефти из верхней части разреза АВ1.

Дополнительным фактором, усложняющим операцию гидроразрыва пласта, является наличие ЗКЦ, способствующей распространению трещины в направлении существующей циркуляции и увеличению нежелательного поступления в скважину воды из близкорасположенного пласта. Объекты АВ₁^{2б}, АВ₁³ и АВ₁⁴, обладают хорошей гидродинамической связью, вызванной разрушением в заколонном пространстве цементного

камня (по причине технического старения фонда и некачественного цементаж), что ведет к снижению охвата объекта воздействием.

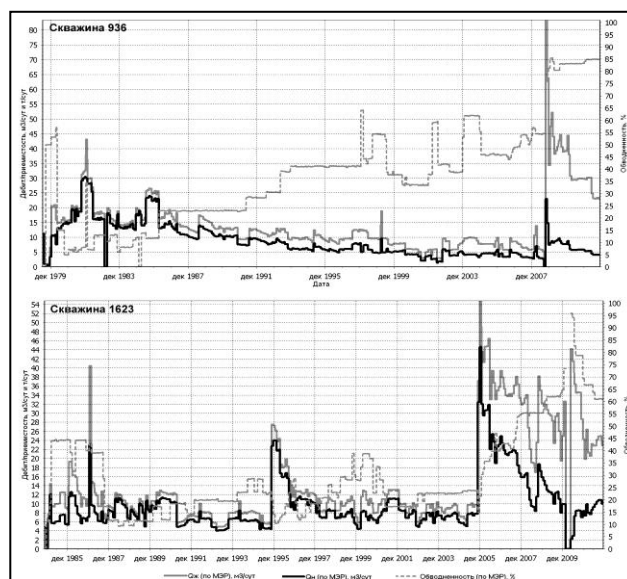


Рис. 2 Результаты проведения ГРП

Одним из путей решения проблемы является смена технологий, применяемых недропользователем и сервисными компаниями, позволяющих предотвратить прорыв трещины ГРП в нижележащие обводненные пласты.

Для оптимизации процесса ГРП возможно проведение ремонтно-изоляционных работ перед ГРП. Суть предлагаемой технологии (РИР) заключается в установке блокирующего экрана, позволяющего остановить развитие трещины в нижележащие обводненные пласты. Необходимо учитывать, что данные работы экономически оправданы только в том случае, если наличие ОИЗ, вовлечение которых способно окупить затраты на проведение данной дорогостоящей операции. Для более качественного и целесообразного применения операций по увеличению добычи нефти необходимо тщательное и детальное исследование потоков фильтрации всех пропластков объекта АВ1, а именно: проведение качественных гидродинамических исследований до и после проведения операции ГРП, что могло бы дать ответы на многие вопросы о реальном состоянии объекта разработки и протекающих в нем процессах.

Применяемые технологии проводимых ГРП на объекте АВ1^{1-2а} не обеспечивают должного ограничения высоты трещины в пределах «рябчика», о чем свидетельствуют прорывы в водонасыщенную зону нижележащих пластов.

Детальный подход, тщательное исследование и оптимизация операций гидроразрыва в рамках сложнопостроенного объекта АВ1 позволят увеличить степень регулирования и контроль выработки остаточных запасов, улучшение качества мероприятий, проводимых с целью увеличения нефтеотдачи.

ПРИМЕНЕНИЕ ИСТОЧНИКА ВОЗДЕЙСТВИЯ МАГНИТНЫХ ПОЛЕЙ В НЕФТЕГАЗОДОБЫЧЕ

А.В. Ушаков

Научный руководитель профессор А.Т. Росляк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Согласно последним исследованиям, нефтяные дисперсные системы (НДС) являются термодинамически подвижными. В них непрерывно осуществляются гомолитические переходы (диамагнитных молекул в парамагнитные и обратно), которые вызывают переорганизацию надмолекулярных структур, т.е. определяют поведение системы в целом. Изменение парамагнетизма нефтяной системы влияет на ее поведение в процессах переработки и транспортирования. Учет парамагнитной активности (фактора активности системы) позволит более полно оценивать качество нефтяного сырья [1].

Одним из способов воздействия на концентрацию радикалов в нефтяной системе является наложение на нее магнитного поля. Исследованиями в стационарном режиме показано, что в магнитном поле происходят образование и рекомбинация радикалов, причем на кривые распределения концентрации радикалов помимо прочих изученных факторов влияют индукция магнитного поля.



Рис. 3 Магнитоактиватор МАГ- ЭЦН

Из источников периодической литературы нефтегазового сектора, выделена практика применения магнитоактиваторов на различных месторождениях РФ с целью уменьшения отрицательных факторов влияния добываемого флюида на технологическое оборудование. Опыт применения показывает увеличение средней наработки на отказ УЭЦН на 30 – 40%, снижение химических обработок скважин и коллекторов на 25 – 30 %. Данный факт свидетельствует о положительном применении данной разработки [2].

На рис.1 изображен магнитоактиватор МАГ-ЭЦН. В нефтепромысловой практике применение данного прибора происходит в следующих конструктивных решениях:

- крепление прибора к электроцентробежному насосу ниже приёмной сетки;
- спуск прибора в НКТ на специальных крепёжных салазках. В результате спуска прибор находится в первом НКТ от ЭЦН.

Также данные приборы применяют при эксплуатации нефтесборных коллекторов, монтируя приборы на поверхность труб или производится внутритрубный монтаж. Стоит отметить, что при данном способе воздействия магнитным полем жидкость поддается разовому магнитному воздействию боковым магнитным излучением прибора.

В целях повышения эффективности действия магнитного поля, в программном пакете Ferroron произведено моделирование потока жидкости, проходящего через магнитное поле, создаваемое цельным цилиндрическим и кольцевым магнитными элементами. В моделировании были воссозданы два процесса прохождения потока жидкости через магнитное поле:

- Прохождение потока жидкости через магнитное поле, создаваемое стандартным цилиндрическим магнитоактиватором;
- Прохождение потока жидкости через магнитное поле внутри магнитного кольца, создаваемого источником магнитного воздействия.

При данном моделировании, произведена успешная попытка изменения конструкции источника создаваемого магнитного поля. Получается, что проходя через кольцевой магнитный элемент, перекачиваемый флюид проходит наиболее коэрцитивную область (рис. 2), то есть сила магнитного поля в данном месте наиболее сильна.

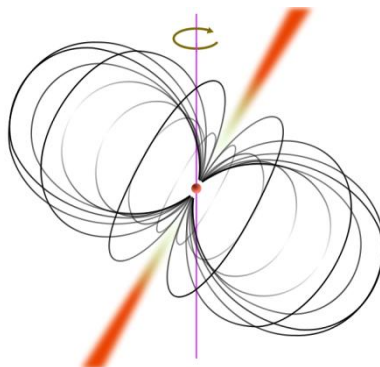


Рис. 2 Модель создаваемого магнитного поля кольцевым элементом в одной точке

Результатом данного исследования является создание концепции по изменению конструктивной особенности источника магнитного поля и способа его размещения. Данный кольцевой элемент можно монтировать внутри труб, в рабочие органы ЭЦН именно таким образом, что обрабатываемый поток жидкости будет проходить внутри кольца (рис. 3).



Рис. 3 Кольцевой магнитный элемент

Литература

1. Хуршудов А.Г., Залялиев М.А., Плечев А.В., Никифоров С.Ю. Предотвращение отложений сульфата бария путем магнитной обработки жидкости // Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: Нефтегазовое хозяйство –М., 2005. – С. 22 – 25
2. Хайдаров Ф.Р. Повышение долговечности промысловых трубопроводных систем путем регулирования свойств перекачиваемых жидкостей методами магнитной обработки: Канд. дисс. – г. Уфа: Изд. Уфимского государственного нефтяного технического университета, 2002. – 196 с.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИН ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕОТДАЧИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «БЕЛЫЙ ТИГР» (ВЬЕТНАМ)

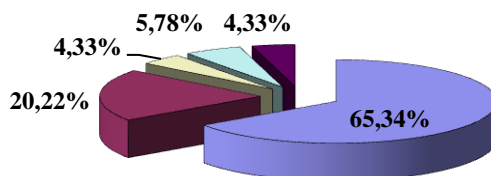
Фам Минь Кыонг

Научный руководитель ассистент Е.Г. Карпова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Месторождения СП «Вьетсовпетро» в настоящее время находятся в поздней стадии разработки, которая характеризуется низкими темпами отбора запасов нефти, высокой обводненностью продукции. Основной объект разработки месторождения «Белый Тигр» – массивная залежь в трещиноватых гранитоидах фундамента, которые резко различаются по геологическому строению и условиям разработки, включая применяемые методы увеличения нефтеотдачи. Изученность геологического строения и особенностей разработки залежей позволяет оценить условия применения и прогнозировать основные направления внедрения методов повышения нефтеотдачи.

Темпы прироста разведанных запасов отстают от темпов роста нефтедобычи. В этих условиях остро встает задача максимального использования возможностей каждой скважины, каждого продуктивного пласта с участка залежи фундамента, так как более 90 % добытой нефти по месторождению «Белый Тигр» приходится на долю фундамента. Регулирование состояния призабойных зон пласта – один из основных вопросов повышения эффективности разработки месторождений. Таким образом, повышение степени извлечения нефти из залежи фундамента месторождения «Белый Тигр» за счет прогрессивных методов обработки призабойных зон скважин является важной задачей для СП «Вьетсовпетро» и остается актуальной по настоящее время. Необходимо учитывать при проведении воздействия на призабойную зону пласта ПЗП для повышения его эффективности. Успешность обработки зависит от двух факторов: установление причин, приведших к снижению проницаемости ПЗП, и выбор оптимальной технологии проведения обработки. На 01.01.2006 г. фонд скважин СП «Вьетсовпетро» составлял 277 скважин (рис. 1), в том числе: добывающих – 181, нагнетательных – 56, наблюдательных – 12, в консервации – 12 и ликвидированных – 16.



■ Добывающие ■ Нагнетательные □ Наблюдательные

Рис. 1 Фонд скважин СП «Вьетсовпетро» на 01.01.2006

По месторождению в целом суточная добыча уменьшилась на 10,1 % и составила 28616 т/сут, обводненность увеличилась на 0,6 % и составила 12,2 %, а по фундаменту суточная добыча уменьшилась на 11,2 % и составила 25869 т/сут, обводненность увеличилась с 9,4 до 10,2 %.

Таблица 1

Среднесуточная добыча нефти и обводненность продукции по месторождению «Белый Тигр» за 2004 – 2005 гг.

Объект	Добыча нефти, т/сут			Обводненность, %		
	2004 г.	2005 г.	Изменение добычи нефти, %	2004 г.	2005	Изменение обводненности, %
нижний миоцен	596	646	8,4	59,7	57,2	- 2,5
верхний олигоцен	201	410	103,8	0,6	0,4	- 0,2
нижний олигоцен	1890	1692	- 10,5	11,3	14,5	3,2
фундамент	29143	25869	- 11,2	9,4	10,2	0,8
месторождение «Белый Тигр»	31830	28616	- 10,1	11,6	12,2	0,6

Ежегодно, начиная с 2002 года, в целом по месторождению среднесуточный дебит падает, а обводненность растет. Максимальный годовой темп отбора нефти от начальных извлекаемых запасов (6,7 %) был достигнут в 2002 г., на 14-ом году разработки, и составил 12,1 млн т (рис. 2).

В настоящее время залежь нефти фундамента находится на завершающем этапе стабильного периода добычи нефти. На 01.01.2006 г. отобрано 73 % от извлекаемых запасов.

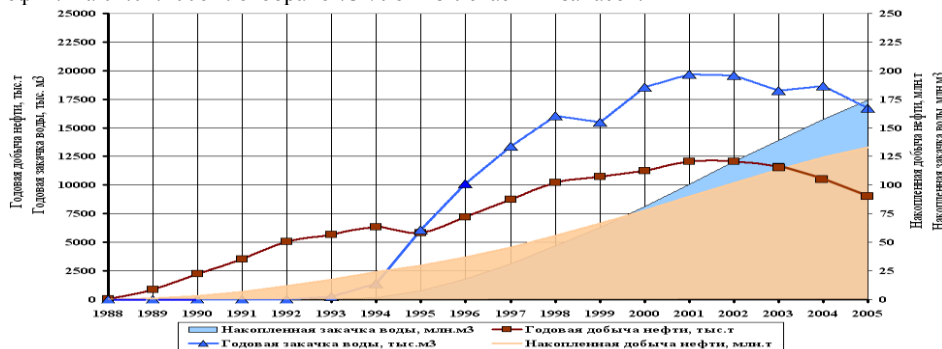


Рис. 2 Динамика добычи нефти и закачки воды по залежи фундамента месторождения «Белый Тигр»

Как показывает практика, в СП «Вьетсовпетро» обработка призабойных зон скважин соляноглиноокислотными растворами, гидравлический разрыв пласта ГРП, ГРП с использованием пороховых генераторов давлений (ПГД), акустическими методами, и применение нефтекислотных эмульсий – наиболее распространенные и наименее затратные методы интенсификации добычи нефти. Их эффективность напрямую зависит от правильности выбора геолого-технических характеристик призабойной зоны скважин и кислотного раствора.

В 2006 г. обработка призабойных зон выполнена на 53 скважинах, из них: глиноокислотным раствором – 34 скважино-операций; нефтекислотной эмульсией на основе глиноокислотного раствора (НКЭ-ГКР) – 10 скважино-операций; с применением малогабаритного комплексного аппарата воздействия (МКАВ) – 1 скважино-операция; гидравлический разрыв пласта (ГРП) – 4 скважино-операции; акустическое воздействие (АВ) на пласт – 4 скважино-операции. По фонду добывающих скважин из обработанных ГКР 28 скважин 19 дали прирост добычи 82,5 тыс. т, более половины объема (56 %) дополнительно добытой нефти получено из фундамента (5 скважино-операций). Накопленная добыча нефти на 1 скважино-операцию при обработке ГКР составила 2427 т, по фундаменту этот показатель значительно выше – 9224 т.

Обработка призабойной зоны скважин нефтекислотной эмульсией на основе ГКР более эффективна (из 10 обработок 9 – успешны), прирост добычи равен 28,3 тыс. т, что на 1 скважино-операцию составил 2831 т. Это на 404 т больше, чем обработка без применения НКЭ.

Из 53 проведенных в 2006 году работ по воздействию на призабойную зону скважин с целью интенсификации добычи нефти 37 (70 %) дали эффект, суммарная дополнительная добыча составила 141,1 тыс. т нефти, выручка от реализации дополнительно добытой нефти равна 71,4 млн долларов США, из них 56,2 млн долларов США (79 %) – от НКЭ-ГКР и ГКР, и 15,2 млн долларов США (21 %) от ГРП. Чистая прибыль от проведенных мероприятий равна 30,5 млн долларов США. Мероприятия с применением МКАВ и АВ оказались убыточными в связи с отрицательными результатами. При этом затраты на проведение одной операции ГКР составили 37,1 тыс. долларов США, НКЭ-ГКР – 45,9 тыс. долларов США, ГРП – 1021,7 тыс. долларов США, МКАВ – 401,8 тыс. долларов США, АВ – 124,6 тыс. долларов США. Основная доля затрат при проведении обработок призабойных зон ОПЗ нефтехимическими растворами порядка 60 % – это стоимость используемых реагентов.

Таблица 2

Оценка эффективности проведения методов воздействия на призабойную зону скважин по залежи фундамента месторождения «Белый Тигр» с 2001 до 2008

Методы воздействия	Число операции	Число Удачных операций	Сумма дополнительная добыча нефти %	Сумма дополнительный доход %	Оценки методов
ГКР	146	106	734036	10	Высокий
НКЭ	329	282	2794580	51	Очень высокий
МКАВ	35	18	217500	9.5	Средний
ГРП	105	86	596928	17.5	Высокий
АВ	76	47	439230	6.5	Средний
ГР с ПГД	73	56	277.	5.5	Средний

Эффективности различных методов воздействия на призабойную зону скважин с 2001 до 2008 по залежи фундамента месторождения «Белый Тигр» приведены в рис. 3. Установлено, что обработка призабойных зон скважин глинокислотными растворами, нефтекислотными эмульсиями и ГРП – наиболее распространенные и наименее затратные методы интенсификации добычи нефти в условиях СП «Вьетсовпетро».

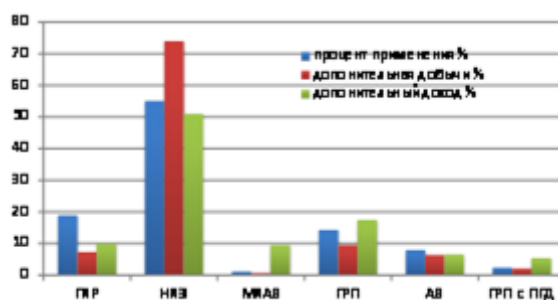


Рис. 3. Динамика эффективности методов воздействия на призабойную зону скважин по залежи фундамента месторождения «Белый Тигр» с 2001 до 2008

Таким образом, на сегодняшней стадии разработка залежи фундамента месторождения «Белый Тигр» активизация и усовершенствование работы по интенсификации добычи нефти методами воздействия на призабойную зону скважин являются актуальными с учетом приобретаемого опыта, дают технологический и экономический эффект и имеют экономическую целесообразность вложения средств в их развитие.

Литература

1. Нгуен Фонг Хай. Исследование метода увеличения нефтеотдачи закачкой радиооблученного полимера в фундаменте месторождения «Белый Тигр» // Методы увеличения нефтеотдачи на месторождении «Белый Тигр»: Сб. научн. трудов. – Уфа, 2006. – С. 3-13.
2. Фунг В.Х. Основные причины ухудшения проницаемости призабойной зоны пласта нижнего олигоцена месторождения «Белый Тигр» / Фунг В.Х., Шамаев Г.А., Нгуен Х.Н., Тю В.Л., Нгуен Т.В. // Башкирский химический журнал. – Уфа, 2008. – №2. – С. 135 – 139.
3. Tran V.H. Các giải pháp công nghệ xử lý giếng nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu ở mỏ Bạch Hổ/ Tran V. H., Akhmetov A.F., Sao .M.L., // Tạp chí Petrovietnam, 2009. – № 5. – С. 21 – 26
4. Ле Минь Туан, Велиев М.М., Нгуен Фонг Хай. Технология локального гидроразрыва пласта с помощью пороховых генераторов давлений // Роль науки в развитии топливно-энергетического комплекса: Матер. научн.-практ. конф. в рамках VII Российского энергетического форума. – Уфа, 2007. – С. 8 – 9

**ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ КОНЦЕВОГО ЭКРАНИРОВАНИЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ
ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН****Фам Минь Кьонг**

Научный руководитель ассистент Е.Г. Карпова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Целью работ в пластах с высокой проницаемостью является создание коротких, широких трещин, проникающих за пределы зоны загрязнения. Для создания коротких широких трещин используется технология TSO, которая позволяет снизить объем жидкости разрыва до 1 – 5 м³, одновременно увеличив массу проппанта до 20 т. и более. Осаждение проппанта на конце трещины препятствует ее росту в длину. Дальнейшая закачка несущей проппант жидкости приводит к увеличению ширины трещины, которая доходит до 2,5 см, тогда как при обычном ГРП ширина трещины составляет 2– 4 мм. В результате эффективная проводимость трещины (произведение проницаемости и ширины) составляет 500 - 3000 мкм². Создание коротких широких трещин в скважинах, вскрывающих средне- и высокопроницаемые пласты, дает хорошие результаты при значительном ухудшении коллекторских свойств в призабойной зоне как средство увеличения эффективного радиуса скважины [1].

Эффект образования перемычек и повышенной упаковки проппанта в конце трещины считался одним из серьезных осложнений при проведении ГРП, сопровождающихся преждевременным выпадением проппанта и остановкой распространения трещин, но закачка могла быть продолжена и после этого еще некоторое время. Инженерное решение состояло в использовании данного эффекта для решения задач управления распространением трещин и оптимизации их раскрытия. Увеличение раскрытия закрепленной трещины ведет к увеличению ее проводимости.

Технология TSO возникла в результате непрерывных поисков оптимального способа воздействия на пласт, и создание более широких закрепленных трещин выглядело рациональным решением этой задачи. Анализ подтвердил эти выводы: прирост коэффициента продуктивности скважин, который мог бы быть достигнут после такого воздействия на пласт, существенно зависит от раскрытия закрепленных трещин (рис.1).

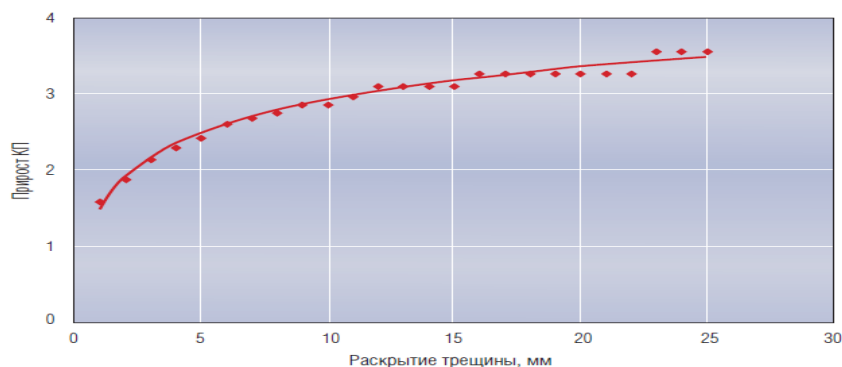


Рис.1 Зависимость прироста коэффициента продуктивности от раскрытия закрепленной трещины

Технология TSO имеет несколько особенностей. Она предотвращает нежелательное распространение трещины после прекращения закачки. При использовании традиционных технологий ГРП после закрытия скважины большой объем буферной жидкости обычно остается перед рабочей жидкостью ГРП с проппантом, и поэтому трещина может продолжать распространяться, а это может уменьшить проводимость трещины.

Другой важной причиной внедрения технологии TSO является возможность предотвращения выноса проппанта. Несмотря на то, что при этом создаются более широкие трещины, одновременно достигается более равномерное распределение напряжений по упаковке проппанта. Технология TSO, в которой фильтрационные утечки рабочей жидкости подавляются в меньшей мере для создания высоких концентраций проппанта на фронте закачки, обеспечивает более быстрое смыкание и позволяет минимизировать вынос проппанта [3].

Для всех скважин, обработанных за год на месторождении Сугмутское, разрабатываемом ОАО Сибнефть-ННГ недалеко от г. Ноябрьск (рис. 2), был проведен расчет коэффициента продуктивности (КП) после гидроразрыва, что позволило сравнить качество трещин, получаемых в процессе обработки TSO и при традиционных обработках.



Рис. 2 Сравнительный анализ величины нормализованного КП как функции поведения эффективного давления в процессе ГРП

Анализ данных гидроразрыва по каждой из этих скважин выявил отчетливую зависимость коэффициента продуктивности от динамики изменения давления нагнетания в течение обработки (рис. 3), а именно КП оказывается выше, если давление нагнетания возрастает со временем в процессе закачки пропанта.



Рис. 3 Результаты обработки скважины 1981 на месторождении Сугмутское. Закачка пропанта на завершающей стадии приводит к увеличению давления, указывая на наличие эффекта образования повышенной упаковки пропанта

Скважины могут быть сгруппированы по принципу сходной динамики эффективного давления на стадии закачки пропанта (рис. 4).



Рис. 4. Зависимость средних значений КП от метода обработки

Скважины с повышенной упаковкой пропанта или высоким эффективным давлением имеют среднее значение КП вдвое больше по сравнению со скважинами с «низким» эффективным давлением и недостаточной упаковкой пропанта. Средние значения параметров закрепленных трещин значительно отличаются при сравнении двух групп скважин (рис. 5).[3]

	Традиционные методы	Технология TSO
Полудлина гидравл. трещ.	50 м	30 м
Полудлина закрепл. трещ.	40 м	30 м
Среднее раскрытие	4 мм	15 мм
Сред. конц-ция проппанта	~5 кг/м ²	>10 кг/м ²
Средняя C_{fd}	2	5

Литература:

1. http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/russia99/spr99/fluids.ashx
2. Губский А.Л. Технология концевое экранирования на месторождениях Западной Сибири // Нефтегазовое обозрение. – М., 2000. – № 5/2. – с.4 – 9

АНАЛИЗ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ИЗНОС ГИБКИХ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ

Ф.Т.Тханг

Научный руководитель доцент С.Ф. Санду

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***Общая информация**

На сегодняшний день с помощью гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ) осуществляются более 50...60 операций: геофизические работы; ремонтные и буровые работы. Кроме этого с помощью оборудования гибких насосно-компрессорных труб осуществляется ряд специальных работ. Гибкие насосно-компрессорные трубы предназначены для доставки инструмента, рабочих жидкостей и/или газов в скважины и наземные трубопроводы для проведения исследовательских, ремонтных, и буровых работ.

Гибкие НКТ изготавливаются из полос высокопрочной, низколегированной углеродистой стали, которые отрезаются с высокой точностью, свертываются и свариваются для получения труб различных размеров с различной толщиной стенок.

Срок службы гибких насосно-компрессорных труб

Срок службы ГНКТ зависит от двух основных причин: количества знакопеременных нагрузок на том или ином участке трубы, вызывающих усталостный износ, с последующим разрушением и давлений, при которых осуществляются спускоподъемные операции (СПО).

Знакопеременные нагрузки возникают в шести точках изгиба (рис.1) во время проведения спускоподъемных операций. Структура материала под воздействием длительных циклически изменяющихся во времени напряжений и деформаций необратимо изменяется, что приводит к образованию трещин или полному разрушению материала.

Гибкие насосно-компрессорные трубы на барабане и на направляющем гусеке подвержены только напряжению изгиба:

При изгибе ГНКТ (рис. 2):

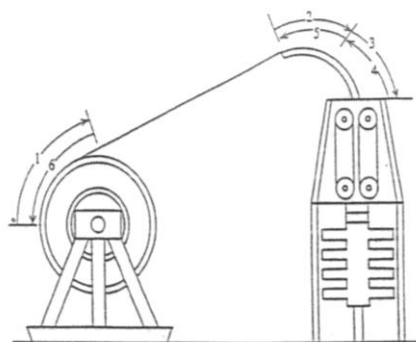


Рис. 1

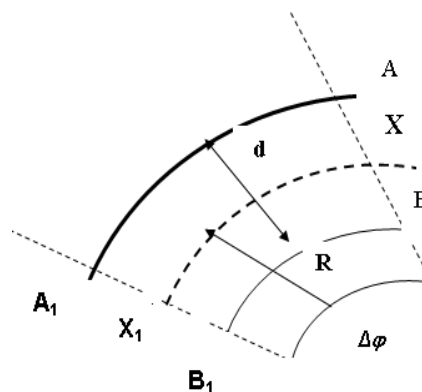


Рис. 2 Изображение секции ГНКТ после изгиба

- один слой, называемый нейтральным, не изменяет свою длину;
- слой XX₁ – представляет собой нейтральный слой, его длина $L = R \cdot \Delta\varphi$;
- слой AA₁ подвержен напряжению растяжения. Его длина $L' = (R+d/2) \cdot \Delta\varphi$;
- слой BB₁ испытывает напряжение сжатия. Его длина $L'' = (R+d/2) \cdot \Delta\varphi$;
- один слой, называемый нейтральным, не **изменяет** свою длину;
- каждый слой подвержен нагрузкам растяжения или сжатия в зависимости от его расстояния до нейтрального слоя(при этом пренебрегают всеми нагрузками сдвига между слоями);
- сечение по телу трубы, перпендикулярное к ее оси до изгиба, остается перпендикулярным к оси и после изгиба
- напряжение в слое AA₁ оценивается по следующему уравнению:

$$\varepsilon = \frac{L' - L}{L} = \frac{d}{2 \cdot R} \tag{2.1}$$

где: ε – напряжение в слое AA₁
 L' – длина сегмента наружного слоя трубы
 L'' – длина сегмента внутреннего слоя трубы
 d – наружный диаметр трубы
 R – радиус изгиба наружного слоя

Напряжение в области упругой деформации выражается следующим уравнением:

$$\sigma = E \cdot \varepsilon = 32 \cdot 10^6 \cdot \varepsilon;$$

Радиус R_y , направляющего желоба и барабана для гибких НКТ для области упругих деформаций (табл. 1) составляет:

$$R_y = \frac{32 \cdot 10^6 \cdot d}{2 \cdot \sigma_y} \tag{2.2}$$

где: d – наружный диаметр ГНКТ
 σ_y – допустимое напряжение в области упругой деформации

Таблица 2.2

Наружный диаметр, мм (дюйм)	Радиус изгиба R_y , м (фут.)		
	$\sigma_y = 4,9 \text{ Н/м}^2$ (70000 Пси)	$\sigma_y = 5,6 \text{ Н/м}^2$ (80000 Пси)	$\sigma_y = 7,0 \text{ Н/м}^2$ (100000 Пси)
25,4 (1,0 дюйм)	5,8 (19)	5,2 (17)	4,3 (14)
31,75 (1,25 дюйма)	7,0 (23)	6,4 (21)	5,2 (17)
38,1 (1,5 дюйма)	8,8 (29)	7,3 (24)	6,1 (20)
50,8 (2,0 дюйма)	11,6 (38)	10,1 (33)	8,2 (27)

Радиус R_y для области упругих деформаций гибких труб

Фактические результаты стендовых испытаний на усталостные нагрузки и практический опыт их применения опыт показывает:

- с увеличением количества циклов изгиба величина соответствующих осевых деформаций возрастает незначительно;
- влияние давления на усталостный износ выражается нелинейной зависимостью. Резкий скачок усталостного износа происходит при достижении величины внутреннего давления 0,21 Н/м² (3000 Пси);
- усталостный износ происходит в основном за счет совместного воздействия циклических изгибающих нагрузок и давления, что приводит к увеличению диаметра и овальности поперечного сечения труб и отражает степень их усталостного износа;
- внутреннее давление оказывает преобладающее влияние на срок службы труб при одновременном действии циклических изгибающих нагрузок (рис. 1);
- срок службы труб увеличивается с уменьшением их диаметра. Это увеличение происходит за счет резкого скачка при высоком значении внутреннего давления: при давлении 0,35 Н/м² (5000 Пси) наружный диаметр от 38,1 мм × 2,8 мм (1,5 дюйма × 0,109 дюйма) до 31,8 мм × 2,8 мм (1,25дюйма × 0,109 дюйма), срок службы гибких НКТ возрастает на 171% (табл. 2.3).

Таблица 2.3

Влияние изменения диаметра на срок службы гибких НКТ

Уменьшение диаметра ГНКТ		Увеличение срока службы гибких НКТ при давлении, кг/см ² (Пси)		
от	до	17,5 (250)	175 (2500)	350 (5000)
1,50	1,25	38%	42%	171%
1,75	1,50	38%	39%	168%

Срок службы труб возрастает с увеличением толщины их стенок: при давлении 0,35 Н/м² (5000 Пси), наружный диаметр 31,8 мм (1,25 дюймов), при увеличении толщины стенки от 2,2 мм (0,087 дюймов) до 2,8 мм (0,109 дюймов) срок службы НКТ возрастает на 127 % (табл. 3).

Таблица 2.4

Влияние изменения толщины стенки на срок службы ГНКТ

Диаметр гибких НКТ, мм (дюйм)	Увеличение толщины стенки гибких НКТ, мм (дюймы)		Увеличение срока службы гибких НКТ при давлении, кг/см ² (Пси)	
	от	до	175 (2500)	350 (5000)
31,8 (1,25)	2,2 (0,087)	2,8 (0,109)	6%	127%
38,1 (1,50)	2,8 (0,109)	3,2 (0,125)	2%	81%
44,45 (1,75)	2,8 (0,109)	3,2 (0,125)	6%	100%

При моделировании ситуаций с усталостным износом необходимо принимать во внимание влияние коррозии, выражающееся в виде уменьшения толщины стенки труб и изменения состояния поверхностного слоя труб:

Практика показывает, что после проведения каждой стандартной кислотной обработки толщина стенки труб уменьшается примерно на 0,02 мм.

Особое внимание необходимо обращать на наличие такого фактора, как процентное содержание H₂S и CO₂ в находящейся в скважине жидкости; коррозионное воздействие сероводорода H₂S возрастает при низких значениях pH и при добыче сухого газа.

Срок службы гибких насосно-компрессорных труб возрастает при увеличении радиуса направляющего желоба и диаметра барабана. Кроме того, на срок службы влияет также центрирование колонны труб в скважине, расстояние между направляющими роликами, радиус и форма роликов. Срок службы гибких НКТ, при увеличении радиуса направляющего желоба от 1270 мм (50 дюймов) до 1829 мм (72 дюйма) возрастает на 54 %.

Срок службы гибких НКТ также зависит от наличия каких-либо повреждений и нарушений на поверхности труб, контактного давления на трубы (желательно поддерживать его ниже 0,035 Н/м²) (500 фунт/кв. дюйм), состояния поверхности контакта захватов с трубами, от материала, из которого изготовлены плашки цепей инжектора.

При количестве рабочих циклов ниже критической величины для гибких насосно-компрессорных труб, они сохраняют свои свойства упругой деформации с замедленным постепенным увеличением диаметра при нахождении в скважине.

Момент фактического разрушения труб определяется для каждого значения внутреннего давления по количеству циклов изгиба, приводящих к началу трещинообразования. Эти параметры (количество циклов знакопеременных нагрузок и давление закачки) и являются расчетными данными для моделирования срока службы гибких насосно-компрессорных труб.

Литература

1. Вайншток СМ и др Ремонт и бурение с применением гибких труб – М.: Издательство РАН, 1999 – 224 с.
2. Применение гибких непрерывных труб в нефтедобыче- нефть и газ Евразия, Ноябрь, 2008 г.
3. Технический регламент по эксплуатации устонок гибких насосно компрессорных труб- ЗАО «Самолотр фракмастер Сервисиз».

РАСЧЕТ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ АНИЗОТРОПНОГО НЕФТЯНОГО ПЛАСТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММНОГО ПРОДУКТА ECLIPSE

Фан Чан Хай Лонг, Е.Л. Журова

Научный руководитель доцент И.А. Иванова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Начиная с 80-х годов распространение получили горизонтальные и многоствольные скважины, которые по критериям стоимости, эффективности, окупаемости, затрат времени часто превосходят вертикальные. В последние годы большое распространение получило бурение боковых горизонтальных стволов из старых, как правило, простаивающих истощенных скважин. Бурение многоствольных горизонтальных скважин (ГС), боковых горизонтальных стволов (БГС) получило на западе, а затем и в России общее название горизонтальных технологий. Новые технологии, основанные на применении ГС, существенно изменили теорию и практику мировой добычи углеводородов. Дебиты скважин, имеющих горизонтальные окончания, значительно возросли. В результате появилась возможность эксплуатировать месторождения отдельными сетками скважин, снизить депрессии на продуктивные пласты, увеличить продолжительность безводного периода эксплуатации скважин. На некоторых месторождениях запасы нефти, которые считались неизвлекаемыми, в настоящее время могут разрабатываться в промышленных масштабах [1].

Применение ГС позволяет не только значительно снизить фильтрационное сопротивление в призабойной зоне, но и целенаправленно влиять на направления течения жидкостей в удаленном межскважинном пространстве пласта, увеличивая скорости фильтрации флюидов и минимизируя долю слабо дренируемых зон в общем поровом объеме эксплуатационного объекта. Это особенно важно в низкопроницаемых анизотропных коллекторах, для эффективной разработки которых требуется близкое расположение вертикальных скважин, поэтому использование ГС может обеспечить дренирование больших областей и увеличить коэффициент извлечения нефти.

Для оценки эффективности применения горизонтальных скважин по сравнению с вертикальными были построены геологическая и фильтрационная модели нефтяного пласта с использованием программных продуктов Petrel и Eclipse. Объектом исследования выступило месторождение с речным генезисом продуктивных отложений. Пласт характеризуется анизотропией фильтрационно-емкостных свойств (рис. 1).

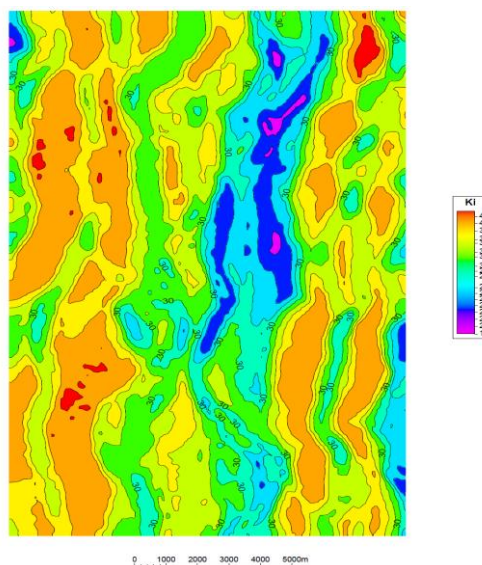


Рис. 1. Проницаемость пласта-коллектора

В качестве системы разработки месторождения выбрана пятиточечная схема размещения скважин. В связи с тем, что стоимость строительства скважин с горизонтальным окончанием выше стоимости вертикальных скважин, количество скважин в двух рассматриваемых вариантах различны. Для варианта с вертикальным окончанием – 454 скважины, а для варианта с горизонтальным окончанием – 347. Существенное влияние на эффективность применения горизонтальных скважин оказывает длина горизонтального окончания, направление горизонтальной секции, а также положение горизонтального окончания относительно кровли и подошвы (или флюидального контакта) пласта. Длина горизонтального окончания была принята 500 метров, его направление – перпендикулярным направлению максимальной горизонтальной проницаемости, а положение в вертикальном направлении – на 50 метров ниже кровли (мощность пласта до 250 метров). Следует отметить, что расчеты обоих вариантов размещения скважин велись с поддержанием пластового давления и в обоих вариантах нагнетательные скважины являются – вертикальными.

Расчет вариантов показал то, что применение горизонтальных скважин обеспечивает более высокий коэффициент извлечения нефти и меньшую обводненность скважинной продукции (рис. 2). Таким образом, вариант разработки анизотропного пласта коллектора горизонтальными скважинами более эффективен.

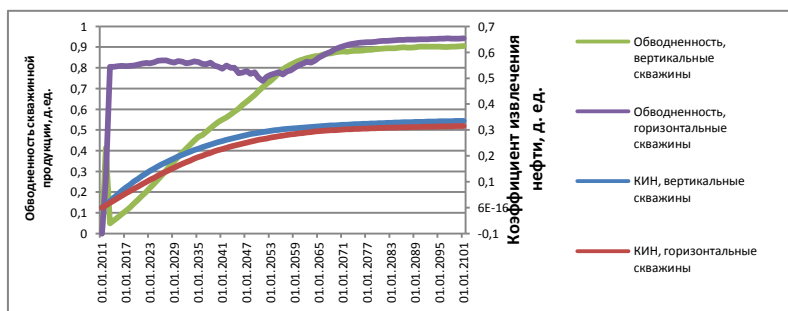


Рис. 2. Сравнение вариантов разработки

Литература

1. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин: Учеб. пособие / [Г.П. Зозуля, А.В. Кустышев, И.С. Матиешин, М.Г. Гейхман, Н.В. Инюшин]; под ред. Г.П. Зозули.– М.: Издательский центр «Академия», 2009.– 176 с.

**УСЛОВИЯ И ОСОБЕННОСТИ ОБРАЗОВАНИЯ НЕОРГАНИЧЕСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА
ПОЗДНИХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ****Л.А. Шангараева**

Научный руководитель профессор А.В. Петухов

Санкт-Петербургский государственный горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

Проблема солеотложения является постоянным спутником процесса добычи нефти как на начальном, так и на завершающем этапе разработки месторождения. Несмотря на различные причины солеотложения в зависимости от стадий разработки, его последствия одинаково негативно влияют на процесс нефтедобычи.

Выпадение солей в призабойной зоне пласта добывающих скважин снижает их продуктивность и дебит. Солеотложение на погружном электродвигателе, рабочих колесах УЭЦН, клапанах ШГН приводит к снижению наработки на отказ насосного оборудования, вызывая его преждевременный ремонт или замену. Отлагаясь в нефтесборных сетях и водоводах, соли снижают пропускную способность трубопроводов, что увеличивает затраты на перекачку скважинных флюидов и подтоварной воды для системы ППД. Концентрируясь на границе раздела фаз, соли повышают стабильность водо-нефтяных эмульсий, увеличивая затраты на подготовку товарной нефти.

Солеобразование при разработке и эксплуатации залежей нефти достаточно сложный и многофакторный процесс, обусловленный как природными, так и техногенными явлениями. Попутно добываемая вода является основным источником солеотложений в нефтедобыче. Это связано с ее перенасыщением труднорастворимыми солями, что происходит под действием меняющихся условий добычи – температуры, давления, концентрации солеобразующих ионов и других факторов. Вода представляет собой хороший растворитель для многих веществ и способна при этом переносить большие количества растворенных минеральных солей.

Солеобразование начинается в тот момент, когда состояние любого природного раствора нарушено путем превышения растворимости одного или более компонентов. Растворимость же самих минералов имеет сложную зависимость от температуры и давления [2].

В результате термобарических изменений и смешения химически несовместимых вод при движении водонефтяного потока по стволу скважины и в системе наземного внутрипластового сбора и подготовки нефти из пересыщенных солями растворов происходит выпадение неорганических осадков. Если факторы, способствующие насыщению солями закачиваемых в нефтяные залежи для поддержания пластового давления вод можно отнести к природным, то образование солевых отложений большей частью является результатом техногенного действия.

Обмениваясь с породой пласта-коллектора и пластовыми жидкостями, укачиваемая в залежь вода формирует определенный химический состав. При поступлении в скважину из неоднородных пропластков воды разного химического состава могут быть химически несовместимыми и при смешении образовывать осадки комплекса солей. По мере подъема и динамики газожидкостной смеси по стволу скважины, разгазирования, термобарических изменений, различных скоростей потока, определяемых дебитом скважин и конструкцией подъемного лифта, из смесей выпадают вторичные осадки солей и на устье скважины поступает фильтрат с иным соотношением солеобразующих ионов в растворе. Известно, что при определенных поверхностных условиях пересыщенные солями растворы могут долгое время оставаться стабильными, не проявляя склонности к осадкообразованию. Однако, под воздействием нарушающего равновесие солевого раствора, образуются осадки солей. Этому могут способствовать, например, попадание механических примесей и продуктов коррозии, как центров кристаллизации, различные химические обработки, явление облитерации в системе теплообмена при внутривнепластовой подготовке нефти и другие механизмы.

Наряду с условиями, характеризующими свойства солевых растворов, как показывает практика, на отложение солей оказывают влияние технологические особенности разработки залежей, например, активность системы заводнения с повышенным давлением нагнетания.

Механизм образования отложения солей рассматривается как совокупность процессов, обуславливающих накопление твердой фазы на поверхности оборудования. Однако в настоящее время нет единого мнения как относительно закрепления солевых частиц на поверхности нефтепромыслового оборудования, так и теории их кристаллизации в процессе добычи нефти. Результаты современных различных исследований позволяют констатировать, что отложение солей при нефтедобыче есть процесс массовой кристаллизации из пересыщенных растворов при сложных гидро- и термодинамических условиях в присутствии нефтяных компонентов, газовой фазы и механических примесей, влияющих на интенсивность накопления, характер и свойства осадков. Ввиду сложности о механизме процесса массовой кристаллизации можно судить лишь по косвенным наблюдениям за микрокинетикой, когда скорости образования и роста кристаллов

определяются на основании данных об изменении концентрации растворенного вещества и гранулометрического состава выпадающей твердой фазы [1].

Рассмотрим некоторые теоретические аспекты механизма образования твердой фазы – сложного процесса, состоящего из нескольких стадий:

1. Дегидратация ионов, образующих осадок. Ионы в растворе гидратированы, поэтому ионы перед образованием кристалла должны утратить гидратную воду.

2. Образование первичных центров кристаллизации. Два иона противоположного знака, объединяясь в молекулу, не образуют еще кристаллическую форму. Образование первичного кристалла проходит через ряд промежуточных стадий. Это так называемый индукционный период.

3. Рост первичных центров кристаллизации за счет осаждения на них все большего количества ионов, в результате чего образуются кристаллы большего размера, объединяющиеся между собой в более крупные агрегаты, не способные, однако, еще выделиться из раствора в виде осадка. Это – коллоидная стадия образования нерастворимого соединения.

4. Образование в течении некоторого времени в растворе настолько крупных кристаллов или их агрегатов, что они не могут более удерживаться в растворе и происходит выделение твердой фазы (осадка).

С точки зрения термодинамики самопроизвольное образование частиц твердой фазы в растворе может происходить только в том случае, если в результате уменьшится общая энергия системы. Как известно, процессы фазообразования, в том числе и образование осадков в растворах, происходят только в метастабильных системах, состояние которых зачастую довольно существенно отличается от равновесного [3].

Причина роста зародышевых кристаллов обусловлена уменьшением свободной поверхностной энергии кристалла, которая стремительно уменьшается с увеличением радиуса частиц после того, как достигнут критический размер. Это означает, что большие кристаллы будут продолжать свой рост, а также то, что малые могут раствориться снова.

Характер осадка зависит от соотношения скоростей двух процессов: скорости образования зародышей – первичных центров кристаллизации v_1 , и скорости роста размеров зародышей v_2 . Значения v_1 и v_2 определяются относительным пересыщением, определяемым по формуле $(Q - P)/P$, где Q – концентрация растворенного вещества в пересыщенном растворе в какой либо момент времени, P – растворимость этого вещества при достижении состояния равновесия между твердой фазой и раствором при данной температуре.

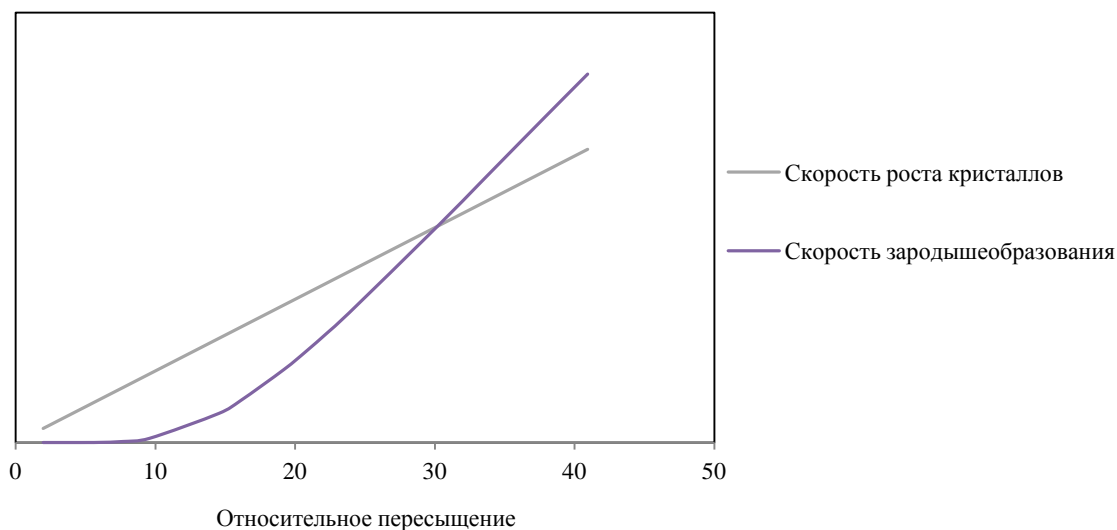


Рис. 1 Влияние относительного пересыщения на процесс осаждения

Установлено, что с увеличением относительного пересыщения скорость образования зародышей кристаллов возрастает по экспоненциальному закону, а скорость роста кристаллов – прямо пропорционально. При низком относительном пересыщении преимущественно происходит рост кристаллов. С увеличением пересыщения раствора (уменьшением растворимости осаждаемого вещества) процесс зародышеобразования практически подавляет процесс роста кристаллов, образуется мелкодисперсный осадок, а в случае осаждения веществ с малыми значениями произведения растворимости образуются аморфные осадки и коллоидные растворы (коллоиды), состоящие из диспергированных в растворе твердых частиц осаждаемого вещества. Коллоидные частицы несут положительный или отрицательный заряды, наличие которых обусловлено адсорбцией катионов или анионов на поверхности коллоидных частиц.

Борьба с отложениями солей в скважинном оборудовании не имеет однозначного решения, каждый случай образования солей имеет свой индивидуальный подход. Имеющиеся технологии предупреждения и удаления солей могут быть разделены на четыре основных категории: технологии, основанные на выборе нагнетаемой воды или изменении её ионного состава, химическое ингибирование, химические или

механические средства удаления солей и технологии, направленные на ограничение водопритоков. Правильный, экономически обоснованный выбор той или иной технологии должен базироваться на всестороннем анализе проблемы, прогноза рисков и т.д.

Литература

1. Кащавцев В.Е. Солеобразование при добыче нефти / В.Е. Кащавцев, И.Т. Мищенко. – М.: 2004. – 432 с.
2. Крабтри М., Эслингер Д., Флетчер Ф., Миллер М. Борьба с солеотложениями – удаление и предотвращение их образования // Нефтегазовое обозрение. – М.: 2002. - №2. – С. 52 – 73.
3. Ларичев Т.А. Массовая кристаллизация в неорганических системах: Учебное пособие/ Ларичева Т.А., Сотникова Л.А., Сечкарев Б.А., Бреслав Ю.А., Утехин А.Н. – Кемерово: Кузбассвуиздат, 2006. – 176 с.
4. Яркеева Н.Р.Повышение эффективности предотвращения солеотложения в скважинах на поздней стадии разработки залежей: Автореф. дис. д-ра техн. наук: 25.00.17. – Уфа, 2003. – 25 с.
5. Amiri M. Prediction the amount of barium sulfate scale formation in Siri oilfield using OLI scaleChem Software / M. Amiri, J. Moghadasi // asian Journal of scientific research, 3, 2010, pp. 230 – 239.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ОСВОЕНИЯ И ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

ПОДСЕКЦИЯ 1: ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ И НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ

В.И. Ерофеев, профессор, заслуженный деятель науки РФ

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последние годы нефтеперерабатывающая и нефтехимическая промышленность России, несмотря на огромные запасы и добычу углеродсодержащего сырья всех видов (нефти, природных газов, угля и других), сильно отстают от своих основных конкурентов как по уровню реализуемых технологий, так и по степени использования и переработки имеющихся природных ресурсов. До середины 80-х годов XX века Россия была не только крупнейшим в мире производителем углеводородного сырья, но и разработчиком, наряду с США, практически всех передовых технологий нефтепереработки.

Так, например, к 90-м годам XX века, в нефтепереработке СССР из почти 500 промышленных установок было только 4 закупленных за рубежом. В последние 20 лет только нефтяными компаниями РФ было закуплено за рубежом около 20 установок, что отражает общее состояние инновационной части экономики нашей страны.

В нефтеперерабатывающей промышленности увеличилось производство нефтепродуктов с использованием углубляющих технологий – каталитического крекинга – на 12-15 %, термического крекинга – на 11-12 %, гидрокрекинга – на 42 %. Однако наибольшее отставание в нефтеперерабатывающей промышленности России наблюдается в части глубины переработки нефти. В среднем глубина переработки нефти в РФ составляет 71 – 75 %, в США – 92 – 93 %. Ее рост связан в основном, с использованием ресурсов мазута для получения продукции повышенного платежеспособного спроса (вакуумный газойль, битум, технологическое топливо, утяжеленное судовое топливо и др.) без применения вторичных деструктивных процессов нефтепереработки. Тяжелая часть легких и средних нефтей составляют огромный дополнительный ресурс для производства моторных топлив и сырья для нефтехимии.

В России отсутствуют промышленно реализованные процессы переработки тяжелых видов нефтяного сырья [1-2]. Также в последние годы увеличилось производство основных нефтепродуктов в РФ и составило в 2009-2010 гг.: бензина автомобильного – 30–35 млн. тонн, дизельного топлива – 50–55 млн. тонн и топочного мазута – 50–55 млн. тонн. Необходимо отметить, что рост производства автомобильных бензинов и дизельного топлива обеспечены прежде всего увеличением выпуска их высококачественных марок.

Также нерациональным является использование и других углеводородных ресурсов: в РФ очень низкая степень вовлечения в переработку природного газа, по ресурсам которого РФ занимает первое место в мире. Низка эффективность утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ), в настоящее время в РФ на нефтяных и газовых промыслах по различным данным сжигается на факелах от 15 до 55 млрд. м³ в год ПНГ и отсутствуют реализованные в промышленности методы его квалифицированной химической переработки. В стране практически отсутствует такая активно развивающаяся в Европе, США, Бразилии и других странах отрасль, как использование биосырья для производства топлив и продуктов промышленной органической химии, запасы которых в России также огромны.

Сложившаяся к настоящему времени структура отечественного химического и нефтехимического производства и экспорта продукции нефтепереработки и нефтехимии значительно отличается от структуры внутреннего спроса. Необходимо отметить, что существенная часть химического оборудования, оставшаяся со времен СССР, производит продукцию, не соответствующую установившимся в настоящее время международным стандартам. В частности, в области производства моторных топлив актуальной является задача выполнения показателей технического регламента «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту», предусматривающего переход к стандартам «Евро-4» и «Евро-5».

Существующая структура нефтепереработки страны не позволяет реализовать требования регламента и предполагает в ближайшее время массовое внедрение на российских предприятиях технологий мирового уровня, таких как изомеризация, гидроочистка, каталитического риформинга, гидродеароматизация; технологий получения алкилата на твердых катализаторах, современных процессов гидрокрекинга и целого ряда новых процессов на цеолитсодержащих катализаторах нового поколения (процессы «цеоформинг», «циклар» и другие).

Существующие нефтеперерабатывающие и нефтехимические производства не отвечают современным экологическим требованиям и их функционирование сопряжено с получением значительных количеств выбросов и отходов. Эти отрасли промышленности являются значительным источником загрязнения окружающей среды. По валовым выбросам вредных веществ в атмосферу химический комплекс занимает десятое место среди отраслей промышленности, по сбросам сточных вод в природные поверхностные водоемы – второе место.

Проблемной является ситуация в области создания и реализации отечественных процессов глубокой переработки углеводородного сырья и катализаторов к ним, имеющиеся разработки различного уровня остаются невостребованными в силу отсутствия необходимой инфраструктуры и высокой стоимости новых технологий. Следует отметить, что применение каталитических технологий является ключевым моментом для многих химических процессов глубокой переработки нефти, производства экологически чистого моторного топлива, продуктов нефтехимического и органического синтеза, конструкционных пластиков, минеральных удобрений, получения нового поколения качественных медицинских препаратов, переработки биосырья и других видов продуктов с высокой долей добавленной стоимости и всех уровней передела.

Важно отметить, что в настоящее время большая часть не только технологических процессов, но и катализаторов наиболее значимых процессов импортируется. Наличие сильной технической зависимости российских предприятий нефтепереработки, химии и нефтехимии от поставок катализаторов узким кругом зарубежных компаний, производящих катализаторы, представляет серьезную угрозу экономической безопасности России.

Перед нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленностью России стоит также ряд серьезных задач, связанных с изменением структуры и географии отрасли в мире. На рынках химической и нефтехимической продукции активизировались компании развивающихся стран (Саудовской Аравии, Мексики, Кореи и др.), конкурентоспособность которых часто связана с поддержкой государства.

В результате высоких темпов развития химической промышленности в Китае и странах Ближнего и Среднего Востока формируются новые центры производства и торговли, использующие наиболее современные технологии. В результате, происходящие в настоящее время структурные изменения на мировом рынке химической и нефтехимической продукции, появление новых сильных компаний на традиционных рынках сбыта российской продукции, усложняют позиции российских компаний в борьбе за рынки сбыта.

Решение этих проблем возможно на пути создания комплекса принципиально новых процессов и катализаторных производств переработки углеродсодержащего сырья с объединением усилий всех исследователей и разработчиков, прикладных исследовательских институтов, различных государственных научно-образовательных учреждений, компаний, катализаторных и других предприятий.

Литература

1. Мановян А.К. Технология переработки природных энергоносителей. – М.: Химия, КолосС, 2004. – 456 с.
2. Глебова Е.В., Глебов Л.С., Сажина Н.Н. Основы ресурсо-энергосберегающих технологий углеводородного сырья. Изд. 2-е, исправленное и дополненное. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. – 184 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ АКТИВНОСТИ МАССИВНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ ГИДРООЧИСТКИ, СОДЕРЖАЩИХ НАНОПОРОШКИ ПЕРЕХОДНЫХ МЕТАЛЛОВ

А.С. Акимов

Научный руководитель научный сотрудник Т.А. Федущак

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Пристальное внимание западных исследователей в настоящее время сосредоточено на разработке технологий получения новых каталитических систем для процессов гидроочистки нефтяных топливных фракций [1-4]. Твердофазные способы выгодно отличаются от технологии получения нанесенных пористых катализаторов отсутствием необходимости использовать водные растворы реагентов и осуществлять их последующую утилизацию.

В России твердофазные способы получения катализаторов гидроочистки дистиллятных фракций только начинают разрабатываться [5]. В соответствии с литературными данными, массивные катализаторы высокого уровня активности без носителя имеют тот же характер химического поведения как функция атомного состава, что и для катализаторов с носителем. При этом особо отмечается высокая степень зависимости свойств массивных катализаторов от способа их получения.

В литературе подробно описаны механизмы процессов гидроочистки и структура активных центров нанесенных пористых каталитических систем [1, 4, 6, 7], а также частично освещены вопросы по активности массивных дисульфидов молибдена в модельных реакциях изомеризации алканов и десульфирования тиофена [8]. При этом описаны приемы диспергирования активного компонента, которые реализуются преимущественно в среде органических растворителей. Вместе с тем, физико-химические предпосылки конструирования такого рода систем, а также механизм действия их активных центров остаются малоизученными. Сведения об использовании нанопорошков в составе массивных твердофазных каталитических систем гидроочистки в литературе отсутствуют.

Целью данной работы являлось получение массивных катализаторов гидроочистки на основе дисульфидов молибдена и нанопорошков 3d-металлов методом механоактивации и исследование их активности в процессах гидрообессеривания.

Катализаторы готовили механическим смешиванием компонентов в вертикальной вибрационной мельнице в инертной среде из товарного дисульфида молибдена марки Molycote M (T-MoS₂, который получают термическим разложением тиомолибдата аммония) и СВС-MoS₂, а также электровзрывных и газофазных

нанопорошков Ni и Co (среднечисловой размер 10-80 нм). СВС-MoS₂ был синтезирован методом самораспространяющегося высокотемпературного синтеза из нанопорошка молибдена, полученного методом электрического взрыва проводника (средний размер около 100 нм) и коллоидной серы. Активность катализаторов оценивали по содержанию остаточной серы в гидродесульфуризатах прямогонной дизельной фракции (исходное содержание серы в ней составляет 1,18 %) в процессе её гидрогенолиза на лабораторной установке высокого давления, а также в герметичном реакторе на модельной реакции гидродесульфирования дибензотиофена. Рабочие параметры лабораторной установки с проточным реактором и неподвижным слоем катализатора: температура – 390 °С; давление H₂ – 4,0 МПа; отношение H₂ : сырьё = 400 : 1; скорость подачи H₂ – 1,5 мл/с; объёмная скорость подачи сырья 3 ч⁻¹; масса катализатора 4,0 г. Исследования выполняли с привлечением методов РФЭС, электронной микроскопии (JEM-100-CXII). Элементное содержание серы и азота определяли рентгенофлуоресцентным и ламповым методами (анализатор серы OXFORD Instruments Lab – X 3500 SCL; ANTEK 9000 NST).

Как следует из электронных микрофотографий, представленных на рис. 1.а-1.в, частицы электровзрывного нанопорошка (НП) никеля имеют размер менее 100 нм и склонны к образованию цепочечных агрегатов. Оказалось, что дисульфиды молибдена, полученные двумя различными способами, характеризуются различной степенью кристалличности.

Обнаружено, что использование в качестве активного компонента дисульфида молибдена с упорядоченной кристаллической структурой (Т-MoS₂, рис. 1.а), приводит к формированию катализатора (ИН2, промотор – НП Ni) с большей (почти в два раза) гидродесульфурющей способностью (68 ppm по остаточной сере), чем для СВС-MoS₂ (ИН1, рис. 1.б, содержание остаточной серы 133 ppm). Это может свидетельствовать о взаимной связи предыстории активного компонента и активности катализатора на его основе.

В то же время, для катализаторов на основе дисульфида молибдена типа Т-MoS₂ было выявлено изменение магнитных характеристик соответствующих исходных смесей (Т-MoS₂+НП) в процессе их механоактивации, изначально обусловленное присутствием ферромагнитных промоторов (нанопорошки никеля и кобальта). Так, например, дефицит намагниченности для смеси MoS₂+Ni составляет 60 %, в то время как для компонентов смеси MoS₂+Co лишь 30 %. Таким образом, нанопорошок Co в меньшей степени подвергается сульфидированию в условиях механоактивации, чем нанопорошок Ni. В то же время, если связывать наблюдаемый эффект с протеканием топомхимической реакции пересульфидирования, тогда можно сделать вывод, что в использованных условиях происходит не просто диспергирование, а механохимическая активация, которая сопровождается частичным переходом металлических нанопорошков кобальта и никеля в соответствующие сульфиды.

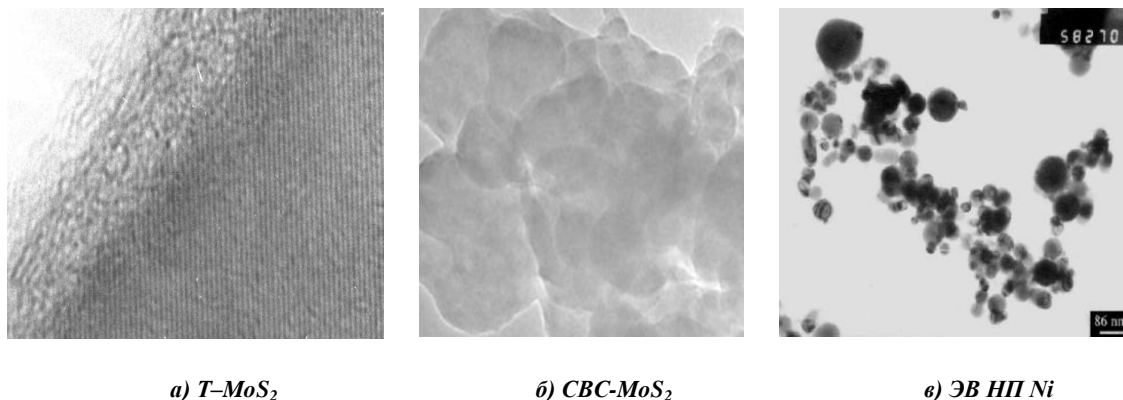


Рис. 1. Электронные микрофотографии

В соответствии с литературными данными, наиболее распространенный механизм гидрообессеривания предполагает образование анионных вакансий в сульфидном слое и последующее их заполнение серой из серосодержащего соединения, например, тиофена, дибензотиофена (ДБТ). В то же время, частичный переход серы из дисульфида молибдена на нанопорошки никеля и кобальта в условиях механоактивации должен также сопровождаться образованием анионных вакансий и способствовать образованию каталитических систем с высокой активностью.

Подтверждением высказанному предположению являются результаты, полученные при гидрогенолизе прямогонной дизельной фракции с исходным содержанием серы 1,18 %. Содержание остаточной серы в гидродесульфуризате дизельной фракции составило 80 ppm (на хроматограммах были идентифицированы аклидобензотиофены и серосодержащие газообразные продукты) на катализаторе ИН2. Также были выполнены предварительные кинетические измерения констант скорости в модельной реакции гидродесульфирования дибензотиофена в присутствии катализаторов ИН1 (активный компонент СВС-MoS₂) и ИН2 (Т-MoS₂). Константа скорости гидродесульфирования, найденная для катализатора ИН2 с «упорядоченной кристаллической» структурой дисульфида молибдена, составила 145,9 ч⁻¹ и фактически численно равна (170,0 ч⁻¹) аналогичной константе для высокоактивного импортного катализатора Nebula (константа была определена в

аналогичных условиях эксперимента), но, в тоже время, почти в три раза превышает константу скорости гидродесульфирования дибензотиофена, найденную для катализатора ИН1 ($56,2 \text{ ч}^{-1}$).

Таким образом, полученные экспериментальные результаты свидетельствуют о влиянии предыстории дисульфида молибдена на активность массивного катализатора гидроочистки на его основе, который может быть получен простым методом механохимической активации твердофазных компонентов – дисульфида молибдена и нанопорошков переходных металлов, полученных электрофизическими способами. Полученные результаты являются оригинальными.

Работа выполнена при поддержке Программы Президиума РАН (проект № 24.50). Авторы выражают благодарность М.А. Уймину, Г.А. Бухтияровой и П.В. Александрову за плодотворное сотрудничество.

Литература

1. S. Eijsbouts MoS₂ morphology and promoter segregation in commercial Type 2 Ni–Mo/Al₂O₃ and Co–Mo/Al₂O₃ hydroprocessing catalysts / L.C.A. van den Oetelaar, R.R. van Puijenbroek // *Journal of Catalysis*, 2005. – V. 229. – P. 352 – 364.
2. M. I. Flores Z. Ni-Mo-W Catalysts Synthesized By Mechanical Alloying For HDS of Dibenzothiophene / R. Huirache-Acuna, M. A. Albitar, I. Estrada-Guel, C. Ornelas, F. Paraguay-Delgado, J.L. Rico, L. Bejar-Gomez, G. Alonso-Nunez and R. Martinez-Sanchez // *AZojomo* (ISSN 1833-122X) - Volume 2. – June, 2006. DOI: 10.2240/azojomo0224.
3. Gotthard Seifert. Structure and Electronic Properties of MoS₂ Nanotubes / Humberto Terrones, Mauricio Terrones, Gerd Jungnickel, and Thomas Frauenheim // *Physica Review Letters*, 2000. – V. 85. – № 1. – P. 146 – 150.
4. P.J. Kooman. The detrimental effect of exposure to air on supported MoS₂ / J.A. Robvan Veen // *Catalysis Today*. – 2008. – V.130. – P. 135 – 138.
5. Пашигрева А.В. Влияние условий термообработки на активность катализатора глубокой гидроочистки дизельных фракций Co-Mo/Al₂O₃. / Бухтиярова Г.А., Климов О.В. // *Кинетика и катализ*. – М., 2008. – Т.49. – №6. – С. 855 – 865.
6. Пашигрева А.В. Глубокая гидроочистка нефтяных дистиллятов первичного и вторичного происхождения на катализаторах нового поколения / Бухтиярова Г.А., Климов О.В., Носков А.С., Полункин Я.М. // *Нефтепереработка и нефтехимия*. – М., 2007. – Вып. 10. – С. 19 – 23.
7. Танабе Т. Новый нанокатализатор // *Chem. Commun*, 2008. – DOI: 10.1039/b807354f.
8. Томина Н.Н. Сульфидные катализаторы гидроочистки нефтяных фракций. / Пимерзин А.А., Моисеев И.К. // *Российский химический журнал*. – М., 2008. – Т.ЛII. – № 4. – С. 41 – 53.

АРОМАТИЗАЦИЯ МЕТАНА НА Cu-Mo/ZSM-5 КАТАЛИЗАТОРАХ

Ш.Г. Аскеров, Н.В. Арбузова

Научный руководитель доцент Л.Л. Коробицына

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Дегидроароматизация метана в неокислительных условиях на цеолитных катализаторах, модифицированных ионами переходных металлов, является перспективным способом утилизации природного и попутного газов [1]. Наиболее высокую активность в данном процессе проявляют высококремнеземные цеолиты, содержащие молибден. Одним из недостатков данного процесса, протекающего при высоких температурах (700–800 °С), является быстрая дезактивация катализаторов. Для увеличения времени стабильной работы катализаторов используют методы их промотирования такими металлами, как Zr, La, Pt и Ni [2–3].

В настоящей работе исследовано промотирующее влияние меди на каталитические свойства молибденсодержащего цеолита в реакции дегидроароматизации метана. Катализаторы готовили методом механического смешения высококремнеземного цеолита с наноразмерными порошками (НПП) Mo и Cu в шаровой вибромельнице КМ-1. Полученную смесь прокаливали при 540 °С в течение 4 ч. Высококремнеземные цеолиты с силикатным модулем SiO₂/Al₂O₃ = 40 были получены методом гидротермальной кристаллизации щелочных алюмокремнегелей с использованием в качестве структурообразующих добавок гексаметилендиамин (ГМДА) и бикарбонат аммония.

По данным ИК-спектроскопии и рентгеноструктурного анализа полученные образцы были отнесены к цеолиту типа ZSM-5. Наноразмерные порошки Mo и Cu получены методом электрического взрыва проводников в среде аргона. Содержание Mo в цеолите составляло 4,0 % мас., а концентрация Cu в каталитической системе 4,0 % Mo/ZSM-5 изменялась от 0,05 до 1,0 % мас. Для получения медьсодержащих цеолитных катализаторов также были использованы методы механического смешения системы 4,0 % Mo/ZSM-5 с оксидом меди и пропитки раствором Cu(NO₃)₂ с последующим прокаливанием.

Неокислительную конверсию метана (степень чистоты 99,9 %) проводили в установке проточного типа при 750 °С, объемных скоростях подачи сырья 500–1000 ч⁻¹ и атмосферном давлении. Объем катализатора в кварцевом реакторе составлял 1 см³, а размер его частиц – 0,5–1,0 мм. Перед началом эксперимента катализатор нагревали в токе гелия до 750 °С и выдерживали при этой температуре в течение 20 мин. Продукты реакции анализировали методом газовой хроматографии.

Результаты исследований показали, что активность катализаторов в значительной степени зависит от свойств носителя, используемого для их приготовления. Наиболее высокую активность в реакции дегидроароматизации метана показал катализатор Mo/ZSM-5, полученный на основе цеолита, синтезированного с использованием гексаметилендиамина.

Степень конверсии метана на этом катализаторе составляет 15,7 % за время реакции 60 мин, тогда как на катализаторе, полученном на основе цеолита, синтезированного с бикарбонатом аммония, она составляет 11,5 % за это же время реакции.

Электронно-микроскопические исследования цеолитов, полученных с различными структурообразователями, показали, что форма и размеры образующихся кристаллов различны (рис. 1).

Частицы цеолита, полученного с использованием гексаметилендиамина, однородны по своему составу и имеют вид поликристаллических сфероидов, состоящих из сросшихся монокристаллов. Размеры сфероидов колеблются от 3 до 8 мкм. При использовании бикарбоната аммония в качестве структурообразующей добавки образуются изолированные хорошо ограненные кристаллы в форме гексагональных призм с размерами граней 1,8 - 1,35 - 0,6 мкм.

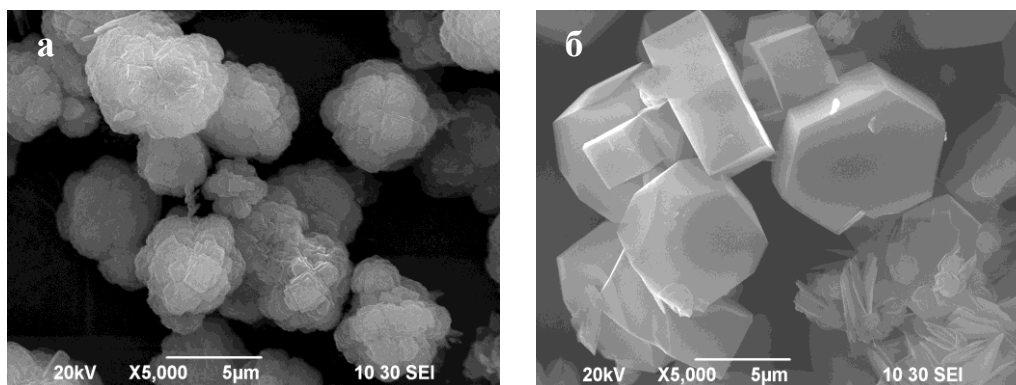


Рис. 1. Электронно-микроскопические снимки цеолитов, синтезированных с использованием: а) гексаметилендиамина, б) бикарбоната аммония

Таким образом, каталитическая активность катализаторов Mo/ZSM-5 зависит от размеров и морфологии кристаллов цеолита, используемого для их приготовления. Различия в каталитической активности могут быть также связаны с кислотными свойствами цеолитов, полученных с разными структурообразующими добавками. Исследования кислотных свойств цеолитов в Н-форме методом температурно-программированной десорбции аммиака показали, что на их поверхности присутствуют два типа активных центров (сильные и слабые кислотные центры).

Цеолиты, синтезированные с бикарбонатом аммония, характеризуются более сильными кислотными центрами по сравнению с образцами, полученными с использованием гексаметилендиамина. Присутствие сильных кислотных центров на поверхности цеолита, синтезированного с бикарбонатом аммония, может служить причиной быстрой потери активности катализаторов Mo/ZSM-5, полученных на их основе, в процессе дегидроароматизации метана. В дальнейшем все исследования были проведены на катализаторах, приготовленных на основе высококремнеземных цеолитов, синтезированных с использованием гексаметилендиамина в качестве структурообразующей добавки.

Исследования влияния способа введения промотирующей добавки меди (0,1 % масс.) показали, что Cu-Mo/ZSM-5 катализаторы, модифицированные нанопорошком Cu, проявляют более высокую активность и стабильность в реакции дегидроароматизации метана по сравнению с контактами, приготовленными методом пропитки цеолита раствором $\text{Cu}(\text{NO}_3)_2$ и твердофазным смешением цеолита с оксидом меди. Это, вероятно,

связано с тем, что наночастицы Cu более равномерно распределяются на поверхности цеолита при механическом перемешивании. При этом в результате прокаливания механической смеси и в ходе реакции дегидроароматизации метана обеспечивается миграция частиц Cu в каналы цеолита. Кроме того, различия в каталитической активности образцов катализаторов, модифицированных различными способами, могут быть связаны с состоянием меди как в исходных веществах, используемых для модифицирования цеолита, так и в полученных после прокаливания каталитических системах.

Проведено исследование влияния концентрации нанопорошка меди на активность катализаторов Cu-Mo/ZSM-5 в реакции дегидроароматизации метана при температуре 750 °С, объемной скорости подачи сырья 1000 ч⁻¹ (рис. 2). Установлено, что наиболее высокая активность достигается на катализаторе 0,1 % Cu-4,0 % Mo/ZSM-5. Конверсия метана за 20 мин реакции на исходном катализаторе 4,0 % Mo/ZSM-5 и 0,1 % Cu-4,0 % Mo/ZSM-5

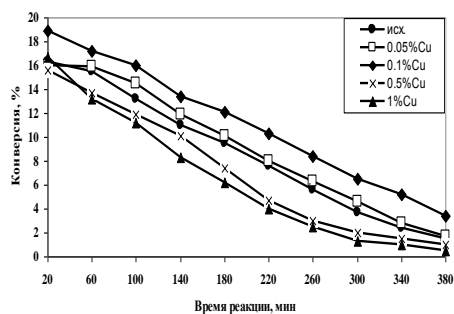


Рис. 2. Зависимость конверсии метана от времени работы катализаторов: исходного 4,0 % Mo/ZSM-5 и содержащего различное количество НРП Cu

составляет 16,3 и 18,9 %, соответственно. Увеличение содержания НПП Cu в катализаторе 4,0 % Mo/ZSM-5 до 0,5-1,0 % приводит к снижению его активности и стабильности за счет быстрого зауглероживания поверхности образца. Различия в каталитической активности образцов, содержащих разное количество меди, связаны с изменением кислотных характеристик исследуемых катализаторов при введении промотора.

Проведено исследование влияния содержания меди в катализаторе на выход и состав продуктов превращения метана. Продукты реакции в основном состоят из газообразных углеводородов C₂ (этилена и этана) и ароматических углеводородов (бензола и нафталина).

Введение меди в систему Mo/ZSM-5 не оказывает существенного влияния на состав газообразных углеводородов. Выход этана в ходе реакции незначительно повышается и достигает максимума (0,12-0,13 %) за время 100-180 мин, после чего образование этана постепенно снижается. Содержание этилена в продуктах реакции превышает содержание этана на протяжении всего времени протекания процесса. Выход этилена на образцах, модифицированных НПП Cu, выше, чем на исходном 4,0 % Mo/ZSM-5. Наиболее высокий выход этилена наблюдается на образце, содержащем 0,1 % НПП Cu, и составляет 1,7 % за время реакции 340 мин.

Основными продуктами реакции в жидкой фазе являются бензол и нафталин. В начале реакции выход бензола не зависит от концентрации НПП Cu в катализаторе и составляет 8,0-8,9 %. С увеличением времени реакции наблюдается снижение выхода бензола для всех исследуемых образцов. Так, для катализатора 0,1 % Cu-4,0 % Mo/ZSM-5 выход бензола падает с 8,0 до 0,5 % за время реакции 380 мин.

Наиболее высокий выход нафталина наблюдается на катализаторе, содержащем 0,1 % Cu, в течение первых 220 мин реакции. По мере протекания процесса происходит снижение выхода нафталина для всех исследуемых катализаторов, и это наиболее заметно для катализатора 0,1 % Cu-4,0 % Mo/BKЦ.

Таким образом, проведенные исследования показали, что Cu-Mo/ZSM-5 катализаторы, приготовленные на основе высококремнеземного цеолита, синтезированного с ГМДА и модифицированного наноразмерным порошком Cu, проявляют наибольшую активность и стабильность в реакции дегидроароматизации метана в неокислительных условиях проведения процесса.

Работа выполнена при поддержке Программы Президиума РАН (проект № 24.50).

Литература

1. Chen L., Lin L., Xu Z. Catal. Lett, 1996.– P. 39, 169.
2. Wang L., Xu Y., Wong S., Cui W., Guo X. Appl. Catal. A, 1997.– P. 152 – 173.
3. Xu, Y.; Lin, L. Applied Catalysis.– A.: General, 1988.– P. 188, 53.

ПРЕВРАЩЕНИЕ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА И МЕТАНОЛА НА МОДИФИЦИРОВАННЫХ ЦЕОЛИТАХ ТИПА MFI

Г.С. Боженкова^{1,2}, Сухих В.С.²

Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев¹

¹ *Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия*

² *Национальный исследовательский Томский государственный университет, г.Томск, Россия*

В настоящее время основным направлением развития каталитических процессов в нефтепереработке и нефтехимии является создание новых катализаторов и технологий на их основе для получения ценных химических продуктов из попутных газов нефтедобычи, природного газа и газового конденсата. Для осуществления этих процессов наиболее перспективными являются цеолитсодержащие катализаторы.

В связи с возрастающей потребностью промышленных предприятий в цеолитах, их синтезу уделяется большое внимание. Эффективные работы по созданию селективных катализаторов переработки легких углеводородов невозможны без получения детальной информации о влиянии условий синтеза на свойства, получаемого катализатора.

Увеличение срока службы цеолитного катализатора в процессе совместной конверсии метанола с C₄-углеводородами может быть продлено с использованием железо- и цинксодержащих цеолитных катализаторов, а также железосиликатов, что связано с низкой концентрацией брэнстедовских кислотных центров на их поверхности [1], приводящей к падению скорости зауглероживания, и как следствие, возрастанию срока жизни катализатора без реактивации.

В связи с этим, целью данной работы послужило исследование адсорбционных, кислотных и каталитических свойств цеолитсодержащих катализаторов, полученных различными способами модифицирования. Объектами исследования служили цеолиты типа MFI, синтезированные с гексаметилендиамином в качестве темплата, модифицированные различными способами: 3 % Zn-НЦКЕ-Г (пропитка), 3% Zn-ЦКЕ-Г (пропитка + помол), 3 % Zn-НЦКЕ-Г (механическое смешение).

Исследования последних лет показали, что среди модифицированных пентасилов ароматизация парафинов C₂-C₅ с наибольшей селективностью протекает на цинксодержащих катализаторах, а в процессе конверсии метанола цеолиты, модифицированные цинком, повышают селективность по аренам и снижают коксообразование.

В связи с этим, представляло интерес изучить каталитические и адсорбционные свойства Zn-содержащих катализаторов в процессе совместной конверсии метанола и алканов C_3-C_4 , а также роль кислотных центров в осуществлении этого процесса.

При введении цинка в цеолит Н-ЦКЕ-Г ($SiO_2/Al_2O_3 = 50$) методом механического смешения и методом пропитки с последующим помолом уменьшается удельная поверхность и суммарный объем пор. При введении 3 % цинка в цеолит методом пропитки удельная поверхность и суммарный объем пор, напротив, увеличились.

При введении цинка в цеолит методом пропитки было установлено, что размер более крупных микропор уменьшается, а размер мелких пор практически не изменяется.

Существенные изменения в пористой структуре и, следовательно, в каталитических свойствах цеолитов были отмечены при модифицировании их цинком методом механического смешения. Механическое смешение исходного цеолита с солью цинка приводит к разрыхлению не только вторичной, но и первичной структуры цеолита. Размеры микропор изменяются в сторону их укрупнения.

При помолу цеолита, пропитанного цинком, размер мелких и крупных микропор увеличивается. Также увеличивается размер переходных пор.

Таблица 1

Кислотные свойства высококремнеземных цеолитов типа MFI

Образец	$T_I, ^\circ C$	$T_{II}, ^\circ C$	$C_I,$ мкмоль/г	$C_{II},$ мкмоль/г	$E_I,$ кДж/моль	$E_{II},$ кДж/моль
Н-ЦКЕ-Г	173	439	349	170	62	94
3% Zn-НЦКЕ-Г (пропитка)	211	452	302	78	60	88
3% Zn-НЦКЕ-Г (механическое смешение)	208	386	550	94	64	88 и 104
3% Zn-НЦКЕ-Г (пропитка + помол)	219	432	411	64	66	100

C_I, C_{II} – концентрация льюисовских и бренстедовских кислотных центров, мкмоль/г;

T_I, T_{II} – температура максимума термодесорбционного пика первой и второй формы соответственно, $^\circ C$;

E_I, E_{II} – энергия десорбции аммиака с льюисовских и бренстедовских кислотных центров, кДж/моль.

Кислотные свойства цеолитсодержащих катализаторов изучали методом температурно-программированной десорбции (ТПД) аммиака [2]. Площади пиков в термодесорбтограммах пропорциональны концентрации десорбируемого NH_3 . При условии, что на одном центре хемосорбируется одна молекула NH_3 , была оценена общая концентрация кислотных центров и их распределение. Точность определения десорбированного аммиака газохроматографическим методом составляет $\pm 2,5\%$.

При введении цинка в цеолит методом пропитки концентрация и сила всех кислотных центров уменьшается. Однако температура максимумов пиков сдвигается в более высокотемпературную область (табл. 1). При этом результаты адсорбционных исследований показывают значительно увеличивающуюся адсорбционную способность образца по метанолу, что может свидетельствовать об образовании новых кислотных центров.

При введении цинка методами механического смешения и пропитки с последующим помолом произошло уменьшение бренстедовских кислотных центров и увеличение льюисовских. Сила тех и других кислотных центров увеличилась.

Исследование влияния температуры процесса совместной конверсии попутных нефтяных газов и метанола проводилось на цеолитных катализаторах типа MFI с $SiO_2/Al_2O_3 = 50$ в интервале температур 673-823 К при атмосферном давлении.

Скорость подачи пропан-бутановой смеси и метанола поддерживалась постоянной 240 и 1 $ч^{-1}$ соответственно. Результаты исследований представлены в таблице 2. С ростом температуры в продуктах возрастает количество низкомолекулярных алканов (метан и этан), алкенов и ароматических углеводородов. Повышение температуры положительно сказывается на степени конверсии исходных алканов C_3-C_4 .

Наибольшее содержание «сухого газа» (~72 %) достигается при температуре 823 К на образце, содержащем 3 % Zn, введенным методом пропитки. При этом содержание этана в сухом газе превышает количество метана, эта закономерность наблюдается во всем температурном интервале и для всех исследуемых образцов. С ростом температуры процесса совместной конверсии попутного нефтяного газа и метанола увеличивается содержание алкенов в продуктах и достигает максимального значения (25 %) при температуре 823 К на образце Н-ЦКЕ-Г.

Содержание БТК-фракции (бензол, толуол, ксилолы) также увеличивается с повышением температуры процесса, начиная с 723 К. При температуре эксперимента 673 К жидкая фаза отсутствует на всех модифицированных образцах. Выход БТК-фракции в интервале температур 723 – 773 К максимален на образце 3 % Zn-НЦКЕ-Г (пропитка + помол), и лишь на 1 % уступает при температуре 823 К образцам, полученным методом пропитки и сухого смешения (~22%).

Каталитические свойства цеолитов

Наименование	H-ЦКЕ-Г				3 % Zn-HЦКЕ-Г (пропитка)				3 % Zn-ЦКЕ-Г (пропитка+помол)				3 % Zn-HЦКЕ-Г (механическое смешение)		
	673	723	773	823	673	723	773	823	673	723	773	823	673	723	773
T, °C	673	723	773	823	673	723	773	823	673	723	773	823	673	723	773
H ₂	2,1	2,2	1,6	2,5	2,0	2,8	2,1	2,2	3,1	2,7	2,5	2,4	3,1	2,9	2,4
CH ₄	2,3	4,0	5,6	9,3	1,2	5,1	14,2	25,8	1,5	5,7	16,3	29,5	0,0	2,8	8,6
C ₂ H ₆	5,8	5,7	5,3	6,5	3,8	6,8	16,8	35,9	4,0	8,5	27,1	39,7	3,2	5,8	16,2
C ₂ H ₂	4,4	6,7	9,1	12,6	0,3	0,8	1,6	1,2	0,3	0,6	0,6	0,9	0,3	0,9	1,1
C ₃ H ₈	54,5	51,5	48,5	43,9	83,0	75,3	46,1	7,3	82,4	68,8	27,4	0,2	82,2	76,6	49,3
C ₃ H ₆	3,4	5,8	8,8	10,6	0,3	0,8	1,4	1,2	0,3	0,8	1,3	0,3	0,5	1,2	2,0
C ₄ H ₁₀	7,7	6,5	4,8	3,5	6,3	3,9	1,1	0,1	5,9	3,3	0,5	0,0	7,7	5,4	1,5
C ₆ H ₆	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0	2,4	6,4	0,0	0,6	4,4	6,4	0,0	0,0	2,8
C ₇ H ₈	2,3	1,9	2,1	1,8	0,0	0,0	6,7	10,9	0,0	2,7	9,8	10,3	0,0	0,5	7,0
C ₈ H ₁₀	7,5	5,3	5,7	3,4	0,0	0,0	4,8	4,6	0,0	3,2	6,4	4,4	0,0	0,8	5,7
алканы	70,8	70,3	66,2	64,8	97,4	92,2	78,6	69,2	96,3	87,3	71,5	69,4	96,1	91,9	76,2
алкены	7,8	14,2	19,7	25,2	0,6	1,6	3,0	2,4	0,6	1,4	1,9	1,2	0,8	2,1	3,1
Σарены	19,3	13,3	12,4	7,5	0,0	0,0	16,3	26,2	0,0	8,6	24,1	27,0	0,0	3,1	18,3
W ж.ф.	80,7	87,6	87,6	92,6	100,0	94,0	84,0	73,0	100,0	91,0	76,0	72,0	100,0	97,0	81,0
W г.ф.	19,3	12,4	12,4	7,4	0,0	6,0	16,0	27,0	0,0	9,0	24,0	28,0	0,0	3,0	19,0

Модифицирование цеолита, синтезированного с гексаметилендиамином в качестве темплата, привело к изменению его каталитических свойств. При модифицировании увеличился выход «сухого газа» с 15,8 % до 71,7 % (при T = 823 K). Максимум наблюдается на образце, модифицированном цинком методом пропитки. При введении промоторов в цеолит уменьшилось содержание алкенов в газовой фазе. Содержание пропана в продуктах после модифицирования в интервале температур 673 – 723 K выше, чем на исходном цеолите, а при температурах 773 – 823 K значительно снижается. Выход жидкой фазы увеличивается с повышением температуры, также заметно увеличивается выход БТК - фракции при модифицировании исходного цеолита.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ по ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007-2013 годы» (госконтракт № 11.519.11.5014).

Литература

1. Martin A., Nowak S., Wiecker W. // Appl. Catal, 1990. – V. 57. – P. 203.
2. Ерофеев В.И., Медведев А.С., Коваль Л.М. и др. Влияние УФ-активации на кислотные и каталитические свойства цеолитсодержащих катализаторов в процессе превращения прямогонных бензинов газового конденсата в высокооктановые бензины // Журн. прикладной химии, 2011. – Т. 84. – Вып. 10. – С. 1668 – 1674.

КИСЛОТНЫЕ СВОЙСТВА И КАТАЛИТИЧЕСКАЯ АКТИВНОСТЬ МОДИФИЦИРОВАННЫХ ЦЕОЛИТОВ ТИПА MFI

Г.С. Боженкова^{1,2}, В. С. Сухих²

Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев¹

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

²Национальный исследовательский Томский государственный университет, г.Томск, Россия

В последние годы в связи с дефицитом нефтяного сырья в мире и в России проводятся интенсивные исследования по созданию эффективных катализаторов и процессов получения низших олефинов, ароматических углеводородов, моторных топлив и других ценных продуктов из альтернативных видов сырья: природного, попутного нефтяного газов, газовых конденсатов, биоспиртов и других. До последнего времени на многих нефтепромыслах попутные нефтяные газы (ПНГ), извлекаемые вместе с нефтью, из-за отсутствия соответствующего технологического оборудования по их утилизации, транспортировке и переработке просто сжигаются на факелах, однако наиболее рациональным, экологически и экономически оправданными вариантами использования ПНГ, состоящего из углеводородов C₂ -C₄, является их химическое превращение на катализаторах в стабильную фазу – углеводородную жидкость и «сухой» углеводородный газ (метан, этан). Альтернативными катализаторами для такого рода процесса являются высококремнеземные цеолиты типа MFI и катализаторы на их основе.

Целью данной работы явилось изучение каталитической активности цеолитных катализаторов в процессе превращения попутного нефтяного газа в жидкие углеводороды.

Объектом исследования служил цеолит типа MFI, синтезированный со спиртовой фракцией в качестве темплата, и в дальнейшем модифицированный различными металлами методом пропитки:

Н-ЦКЕ-СФ
 Н-ЦКЕ-СФ + 1 % ZnO
 Н-ЦКЕ-СФ + 3 % ZnO
 Н-ЦКЕ-СФ+1 % Ga₂O₃
 Н-ЦКЕ-СФ+3 % Ga₂O₃

Исследование кислотных свойств катализаторов методом термопрограммированной десорбции (ТПД) аммиака показало, что аммиак адсорбируется на исследуемых цеолитных катализаторах в двух формах, о чем свидетельствует наличие двух пиков десорбции аммиака на кривой ТПД [1]. Низкотемпературный пик относится к процессу десорбции аммиака со слабых, преимущественно льюисовских кислотных центров, а высокотемпературный пик характеризует десорбцию с сильных брэнстедовских кислотных центров [2-5]. Для получения сведений о распределении по силе кислотных центров на поверхности катализаторов из экспериментальных ТПД - кривых был применен метод оценки неоднородности адсорбционных центров, основанный на нахождении функции распределения адсорбционных центров по энергиям активации десорбции путем согласования экспериментальной и теоретически рассчитанной ТПД - кривых с энергетически неоднородной поверхностью адсорбентов. Количество десорбированного аммиака в указанных температурных интервалах, которое может служить мерой числа тех и других кислотных центров, а также положения максимумов пиков на кривых ТПД и энергия активации десорбции NH₃ представлены в таблице 1.

Таблица 1

Кислотные свойства цеолитсодержащих катализаторов

Образец	T _{max} , °C		E _{актив. дес.} , кДж/моль		Концентрация C _{к.ц.} , мкмоль/г		
	I форма	II форма	I форма	II форма	I форма	II форма	Σ
Н-ЦКЕ-СФ	220	414	64	92	376	209	585
Н-ЦКЕ-СФ + 1 % ZnO	206	425	62	92	387	142	529
Н-ЦКЕ-СФ + 3 % ZnO	232	445	70	96	416	89	505
Н-ЦКЕ-СФ+1 % Ga ₂ O ₃	216	438	64	98	324	156	480
Н-ЦКЕ-СФ+3 % Ga ₂ O ₃	195	425	60	94	320	143	463

После модифицирования сила кислотных центров практически не изменилась. Наблюдается небольшое увеличение концентрации кислотных центров Льюиса у образца, содержащего 3 % Zn (E=70 кДж/моль), и увеличение силы центров Брэнстеда до 98 кДж/моль у образца, модифицированного 1 % Ga. Концентрация льюисовских кислотных центров при модифицировании цинком увеличивается, и максимум приходится на образец Н-ЦКЕ-СФ + 3 % ZnO, а при модифицировании галлием, наоборот, уменьшается и тем больше, чем больше процент вводимой добавки.

Суммарная концентрация кислотных центров уменьшается за счет снижения концентрации кислотных центров I и II типов. С учетом анализа литературных данных по изучению Ga-содержащих цеолитов, можно предположить, что при пропитке цеолита основная часть галлия не проникает в каналы цеолита, а локализуется на внешней поверхности цеолитных кристаллов в виде фазы Ga₂O₃.

Процессы превращения алканов C₃-C₄, а также цеолитные катализаторы для данных процессов хорошо изучены и этим темам посвящено много работ [6], но вместе с тем, цеолитсодержащие катализаторы, приготовленные с использованием различных модифицирующих добавок, мало исследованы и имеют большой научный и практический интерес.

Процесс конверсии ПБФ на цеолитных катализаторах приводит к образованию большого числа различных продуктов, содержание каждого компонента изменяется в широких пределах в зависимости от активности катализатора и параметров проведения процесса. В таблице 2 приведены типичные составы углеводородной фракции, полученные для процесса конверсии ПБФ на цеолите типа MFI в интервале температур 500-600 °C и объемной скорости сырья 240 ч⁻¹.

Основными продуктами процесса конверсии ПБФ являются жидкие углеводороды, преимущественно ароматические соединения и газообразные углеводороды. Основной вклад в состав жидких углеводородов вносят бензол, толуол и ксилолы, основными компонентами газовой фазы являются олефины; метан и этан («сухой» газ). «Сухой» газ (метан и этан) может находить своё применение для топливных целей или поставляться в магистральных газопроводах с природным газом. С увеличением температуры повышается степень конверсии ПНГ, максимум наблюдался при температуре 600°C на образце Н-ЦКЕ-СФ + 1 % ZnO (98,9 %). Также с повышением температуры увеличивается выход алкенов, бензола, нафталина и нафталиновых производных. Максимальный выход бензола наблюдался на образце, содержащем 1 % цинка, толуола – 3 % галлия (T=500 °C), ксилолов – на чистом цеолите при T=500 °C.

Таблица 2

Влияние температуры процесса на состав продуктов переработки ПБФ на цеолитных катализаторах

Наименование	Степень конверсии, %	Выход компонента, %					
		Алканы C ₁ – C ₂	Алкены C ₂ – C ₄	Бензол	Толуол	Ксилолы	Нафталины
Н-ЦКЕ-СФ							
500	48,3	32,0	3,4	8,9	32,7	26,3	17,7
550	68,9	50,9	7,4	11,1	32,3	21,9	21,6
600	93,8	58,0	14,2	16,3	35,5	18,2	20,5
Н-ЦКЕ-СФ + 1% ZnO							
500	56,5	49,9	2,2	12,0	36,3	21,0	26,2
550	89,3	76,8	3,1	20,5	41,3	20,7	13,3
600	98,9	88,7	5,7	28,0	36,7	13,6	19,0
Н-ЦКЕ-СФ + 3% ZnO							
500	74,3	48,7	3,6	20,1	40,3	18,4	14,8
550	88,1	54,7	4,0	20,9	41,9	18,0	15,9
600	97,2	86,6	4,5	24,2	36,2	12,6	24,4
Н-ЦКЕ-СФ + 1% Ga₂O₃							
500	37,2	61,5	2,2	15,1	40,4	22,7	17,9
550	96,8	82,5	2,7	20,8	37,4	16,4	22,3
600	97,8	91,6	3,2	26,4	32,7	10,3	29,3
Н-ЦКЕ-СФ + 3% Ga₂O₃							
500	63,3	41,1	1,8	14,8	44,6	25,3	10,8
550	86,1	64,1	3,8	21,5	37,1	15,1	22,9
600	94,3	72,3	7,2	26,2	33,2	9,8	27,6

Работа была выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ по ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007-2013 годы» (госконтракт № 11.519.11.5014).

Литература

1. Ерофеев В.И., Медведев А.С., Коваль Л.М. и др. Влияние УФ-активации на кислотные и каталитические свойства цеолитсодержащих катализаторов в процессе превращения прямогонных бензинов газового конденсата в высокооктановые бензины // Журн. прикладной химии, 2011. – Т. 84. – Вып. 10. – С. 1668 – 1674.
2. Асаченко Е.В., Родина О.В. и др. Особенности дезактивации кислотных и Zn-содержащих катализаторов ароматизации пропана // Нефтехимия, 2008. – Т.48. – № 2. – С. 100 – 104.
3. Казанский В.Б. О механизме дегидроксилирования высококремниевых цеолитов и природе образующихся при этом льюисовских кислотных центров, 1987. – Т.28. – вып. 3. – С. 557 – 565.
4. Лимова Т.В., Неймарк И.Е. О некоторых физико-химических свойствах сверхвысококремнеземного цеолита // Коллоидный журнал, 1979. – Т.41. – № 2. – С. 354 – 357.
5. Пицма М. Л. Механизмы каталитических превращений углеводородов на цеолитах // Химия цеолитов и катализ на цеолитах / Под ред. Дж. Рабо. – М.: Мир, 1980. – Т. 2. – С. 5 – 119.
6. Чукин Г.Д., Хусид Б.Л. и др. Кислотные центры и каталитическая активность высококремнеземных цеолитов // Кинетика и катализ, 1987. – Т. 28. – вып. 5. – С.1211 – 1216.

МОДИФИКАЦИЯ АРОМАТИЧЕСКИХ НЕФТЕПОЛИМЕРНЫХ СМОЛ КОМПЛЕКСОМ ЭЛЕКТРОГЕНЕРИРОВАННЫХ ОКИСЛИТЕЛЕЙ

Д.А. Вяткина

Научный руководитель доцент Т.Н. Волгина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Пиролиз нефтяного сырья протекает с образованием не только целевых продуктов, но и жидких и газообразных побочных продуктов, содержащих ароматические и непредельные углеводороды. Одним из наиболее перспективных и наименее затратных путей переработки жидких продуктов пиролиза (ЖПП) является получение из них нефтеполимерных смол – олигомерных продуктов, получаемых сополимеризацией непредельных углеводородов ЖПП.

В настоящее время нефтеполимерные смолы используются в качестве заменителей окисленных растительных масел и природных смол [5]. Специфика применения нефтеполимерных смол обусловлена их способностью к пленкообразованию, а также водостойкостью и достаточно высокой температурой размягчения. Но наряду с достоинствами, нефтеполимерные смолы имеют ряд недостатков, главные из которых низкая адгезия и высокая окисляемость, обусловленная непредельностью нефтеполимерных смол.

Улучшение показателей качества и эксплуатационных характеристик нефтеполимерных смол можно достигнуть путем их модификации, то есть введением различных функциональных групп в структуру молекулы.

Проведено множество исследований по возможной модификации нефтеполимерных смол. Так, например, вводя в полимер полярные группы можно получить НПС с высокими эксплуатационными характеристиками. Имеется достаточно много данных, свидетельствующих о возможности модификации нефтеполимерных смол многоосновными кислотами и их ангидридами [7].

Также установлено, что мягкое окисление НПС в форме разбавленных растворов перманганатом калия и гипохлоритом натрия приводит к появлению в составе смолы гидроксильных групп [2]. А прямое использование пероксида водорода приводит к заметно более значительному улучшению физико-механических характеристик [1]. Также модификация нефтеполимерных смол может проводиться озонированием [9], окислением смол кислородом воздуха [6], окислением при помощи катализаторов [1] и блок-сополимеризацией, т. е. введением функциональных групп в нефтеполимерную смолу [3]. Также группа исследователей применяла окислительную деструкцию нефтеполимерной смолы, для повышения ее полярности, чтобы приблизить ее по свойствам к олифам на масляной основе, содержащих в своей структуре полярные гидроксильные, кислотные и сложноэфирные группировки [4].

Многие из этих методов сложны в оформлении, являются недостаточно селективными, приводят к снижению выхода продукта, уменьшению молекулярной массы и ухудшению характеристик, как правило, ухудшают цветность пленкообразующих смол, а также требуют дополнительных затрат, приводят к образованию сточных вод.

В настоящей работе представлены результаты исследования по непрямому селективному электрохимическому окислению нефтеполимерных смол комплексом электрогенерированных окислителей. Суть данного метода заключается в генерации окислительного агента при пропускании электрического тока через водный раствор электролита, в качестве которого использовалась серная кислота. Комплекс образующихся при электролизе окислителей, в свою очередь, не выделяется в чистом виде, а вступает в реакцию с нефтеполимерной смолой, находящейся в реакционной среде.

Идентификацию ароматической нефтеполимерной смолы, чистой и окисленной проводят комплексом электрогенерированных окислителей с использованием ИК-спектроскопии. По структуре исходной ароматической нефтеполимерной смолы можно судить прежде всего по присутствию ароматических групп, на которых указывает наличие двух характерных полос поглощения в области $1500, 1600 \text{ см}^{-1}$, а также полосы 3025 см^{-1} , которая относится к валентным колебаниям $\text{C}=\text{H}$ в ароматах. А наличие полос поглощений деформационных колебаний в области $700 - 830 \text{ см}^{-1}$ определяет характер замещения в ароматическом кольце $\text{C}-\text{H}$ связей, в основном это заместители в 1,3 положениях.

Наличие интенсивной полосы поглощения в области 2930 см^{-1} и полосы средней интенсивности 1450 см^{-1} , при любом времени электролиза, относятся к валентным и деформационным колебаниям групп $-\text{CH}_2-$, $-\text{CH}_3$, говорит о преимущественном содержании метиленовых групп. А малая интенсивность полос поглощения в области валентных ($1600 - 1690$) и деформационных ($830 - 1000$) колебаний в группах со связью $\text{C}=\text{C}$ не позволяет однозначно судить о характере непредельности молекул ароматической нефтеполимерной смолы.

Что касается ИК спектров, окисленной комплексом электрогенерированных окислителей нефтеполимерной смолы, то можно прежде всего обнаружить наличие полос поглощения валентных колебаний карбоксильных групп (1704 см^{-1}), интенсивность которых зависит от продолжительности электролиза. С углублением процесса электролиза увеличивается полоса поглощения в области 3450 см^{-1} – колебания гидроксильной группы. Также для окисленной смолы характерно появление полосы в области $1000 - 1070 \text{ см}^{-1}$, что свидетельствует о появлении группы простых эфиров и эпоксидной группы. Интенсивность этой полосы не значительно изменяется в зависимости от времени электролиза.

Анализ полученных продуктов осуществляли титриметрическим методом, в частности определение бромного числа и криоскопическим методом для определения молекулярной массы. Также определяли физико-механические свойства покрытий, полученных на основе модифицированной ароматической НПС [8]. Все определенные характеристики ароматических нефтеполимерных смол представлены в таблице.

Результаты анализа показали изменение физико-химических и физико-механических характеристик модифицированных нефтеполимерных смол. Например, бромное число, характеризующее наличие двойных связей, и молекулярная масса при увеличении времени электролиза уменьшается (как видно из таблицы). Уменьшение молекулярной массы может быть обусловлено термической деструкцией данного олигомерного продукта вследствие увеличения температуры в процессе электролиза.

Покрытия на основе окисленной НПС, обладают лучшими характеристиками по сравнению с исходной смолой, такими как адгезией (1 балл) и эластичностью (10 мм), но при достаточно высоком времени электролиза адгезия падает, это может быть вследствие резкого уменьшения молекулярной массы. Что касается прочности при ударе, то она значительно не изменяется по сравнению с чистой НПС.

На основании проделанной работы можно сделать вывод, что окислительное воздействие на ароматическую нефтеполимерную смолу комплексом электрогенерированных окислителей приводит к существенному изменению функционального состава смол.

Таблица

Характеристики электроокисленной НПС_{С9} при плотности тока 2,56 а/см² и различном времени электролиза

Продолжительность окисления НПС _{С9} , мин	Адгезия, балл	Эластичность, мм	Прочность при ударе, см	Бромное число, %	Молек. масса, у.е	Внешний вид пленки
0, чист НПС	3	2	<3	60	1017	Ровная, глянецвая, без включений, светлая
10	2	<1	4	44,7	932	
20	1	<1	4	38,9	788	
30	1	<1	4	35,7	722	Ровная, глянецвая, без включений, темная
40	1	1	<3	38,5	664	
50	2	1	<3	34,2	611	
60	2	1	<3	34	592	
80	3	1	<3	26,7	503	
100	3	1	<3	36	434	Темная, с мелкими включениями
120	3	1	<3	33,6	400	

Установлено, что время электролиза влияет на процесс окисления нефтеполимерной смолы. Также на процесс окисления влияет температура, которая с увеличением времени электролиза растет и приводит к более глубокому потемнению смолы, что является недостатком, поскольку ограничивает ее область применения.

И в заключении нужно отметить, что окислительная модификация нефтеполимерных смол, в частности ароматических, позволит увеличить физико-механические характеристики (эластичность, адгезия). А уменьшение непредельных соединений в составе смолы позволит уменьшить ее окисляемость в процессе эксплуатации. Все эти характеристики, в свою очередь, будут значительно влиять на расширение области применения данных смол в качестве адгезивных материалов и добавок к ним.

Литература

1. Авдиенко О.И. Модификация нефтеполимерных смол с использованием пероксида водорода // Перспективы развития фундаментальных наук: Труды VII Международной конференции студентов и молодых учёных. – Томск, 2010. – С. 733 – 734.
3. Аксенов В.С., Ниязи Ф.Ф., Галицын А.И. //Химия нефти и газа: Материалы 4 международной конференции, – Томск, 2000. – Т.2. – С. 243 – 246.
4. Братичак М.М., Ромашко І.С., Політікова Л.Г., Мітіна Н.Е. Нафтополімерні смоли з функціональними групами. Синтез, властивості, застосування. Нефтеполимерные смолы с функциональными группами. Синтез, свойства, использование. // Хім. пром-сть України, 2006. – № 3. – С. 8 – 11.
5. Галицын А.И., Аксенов В.С., Ниязи Ф. Окислительная деструкция нефтеполимерной смолы// Деструкция и стабилизация полимеров: Тезисы докладов 9-й конференции. – Москва, 2001. – С. 45–46.
6. Думский Ю.В. Нефтеполимерные смолы. – М.: Химия, 1988. – 168 с.
7. Ермилова Т.А. Маленизированные нефтеполимерные смолы и лакокрасочные материалы на их основе: Дис. ... канд. хим. наук. – Ярославль: НИПИ лакокрасочной промышленности, 1991. – 135 с.
8. Кічура Д.Б. Одержання карбоксильмісних нафтополімерних смол. Авторефрат. Дис... к. т. н. – Львів, 2002. – 187 арк.
9. Сорокин М.Ф., Лялюшко К.А. Практикум по химии и технологии пленкообразующих веществ. – М.: Химия, 1971. – 364 с.
10. Троян А.А., Бондалетов В.Г., Бондалетова Л.И. Озонирование ароматических нефтеполимерных смол // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2009. – С. 73 – 77.

ИЗУЧЕНИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПРОЦЕССА КОНВЕРСИИ ПРЯМОГОННЫХ БЕНЗИНОВ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА В ВЫСОКООКТАНОВЫЕ БЕНЗИНЫ МАРОК «ЕВРО – 4, 5 И 6» НА ЦЕОЛИТСОДЕРЖАЩИХ КАТАЛИЗАТОРАХ Е.В. Ерофеева

Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В последние годы в связи с интенсивным освоением газоконденсатных месторождений в Западной Сибири России возникла острая необходимость в создании и разработке высокоэффективных процессов для переработки газового конденсата и попутных нефтяных газов – основных углеводородных компонентов легкого углеводородного сырья в различные ценные продукты.

До последнего времени большая часть попутного нефтяного газа сжигалась в факелах на многих промыслах месторождений из-за отсутствия достаточных мощностей по сбору, подготовке, транспортировке и переработке попутных нефтяных газов.

Необходимо отметить, что также малоэффективно использовался и газовый конденсат, который в лучшем случае смешивался с нефтью и транспортировался в нефтепроводах.

В связи с этим, создание на нефтяных и газовых месторождениях эффективных технологий по сбору, подготовке и переработке попутных нефтяных газов и газовых конденсатов является важнейшей задачей нефте- и газодобывающих компаний.

Наиболее перспективными для утилизации и переработки газовых конденсатов в низшие олефины, ароматические углеводороды и высокооктановые моторные топлива марок «Евро-4, 5 и 6» могут быть цеолитсодержащие катализаторы на основе микропористых высококремнеземных цеолитов типа MFI (ZSM-5), которые имеют размеры пор 5 – 8 Å и обладают уникальными молекулярно-ситовыми свойствами.

Использование микропористых цеолитсодержащих катализаторов на основе высококремнеземных цеолитов MFI делает процесс утилизации и переработки газовых конденсатов (аналог процесса цеоформинга) в высокооктановые бензины очень гибким, высокопроизводительным и экономически выгодным [1-4].

Цеоформинг – процесс получения неэтилированных высокооктановых автомобильных бензинов, основан на реакциях превращения низкооктановых компонентов - парафиновых и нафтеновых углеводородов на цеолитсодержащих катализаторах, в результате чего преимущественно образуются высокооктановые компоненты: изопарафиновые и ароматические углеводороды.

Кроме того, в условиях цеоформинга на цеолитсодержащих катализаторах, в отличие от процесса каталитического риформинга прямогонных бензинов на модифицированных алюмоплатиновых катализаторах, протекают реакции гидрогенолиза возможных гетероатомных соединений (сернистых, азотистых соединений), что приводит к резкому снижению концентрации серы и азота в продуктах реакции – высокооктановых компонентах бензина.

В таблице представлена сравнительная технико-экономическая оценка процессов каталитического цеоформинга и промышленного процесса каталитического риформинга прямогонных бензинов газового конденсата и нефти для получения высокооктановых бензинов.

Таблица

Сравнительная характеристика процессов получения высокооктановых бензинов

Параметры	Цеоформинг	Риформинг
Температура реакции, °С	340-460	480-550
Давление, атм.	5-15	3-35
Водородное хозяйство	Не требуется	Необходимо
Гидроочистка сырья	Не требуется	Необходима
Сырье	Углеводородные фракции C ₅ -C ₁₂	Фракции C ₆ -C ₁₀
Катализатор	Не содержит благородных металлов, экологически безвреден	Содержит платину, палладий и может содержать другие тяжелые металлы
Состав конечного продукта	Высокооктановый бензин, готовый к применению	Высокооктановый ароматический компонент бензина, требующий компаундирования
Содержание бензола в бензиновой фракции продукта	0,6-1,5 % мас..	5-10 % мас.
Допустимое содержание серы в сырье	не лимитируется	менее 0,001% мас.
Содержание серы в бензине	не более 0,05% мас.	не более 0,001% мас.
Выход автобензина АИ-80, %	80-90	Выход автобензина зависит от условий компаундирования
Выход автобензина АИ-93, %	70-80	Выход автобензина зависит от условий компаундирования
Выход автобензина АИ-95, %	70-75	Выход автобензина зависит от условий компаундирования
Стоимость катализатора, тыс. долл./т	16-18	67-150
Экономические оценки	Для мощностей 50-100 тыс. тонн в год, срок окупаемости не более 2-3 лет	Оправдан для мощностей более 600-800 тыс. т/год, срок окупаемости 7-8 лет

В процессе цеоформинга на цеолитсодержащих катализаторах в качестве углеводородного сырья используются прямогонные бензиновые фракции нефти, газовых конденсатов, различные низкооктановые углеводородные фракции, компрессаты попутных газов, легкого углеводородного сырья, выкипающие при 40-180°C, и получают высокооктановые неэтилированные автомобильные бензины, которые по своим основным эксплуатационным и химическим характеристикам соответствуют товарным автомобильным бензинам марок «Евро – 4, 5 и 6». Для утилизации и переработки газовых конденсатов и других различных низкооктановых углеводородных фракций в моторные топлива в местах добычи легкого углеводородного сырья возможно использование малотоннажных установок мощностью от 10 до 100 тыс. т/год по сырью. Выход готовых продуктов после каталитического цеоформинга зависит от типа, качества и фракционного состава сырья и режима эксплуатации установок. Так, например, в режиме получения высокооктановых бензинов: выход бензина АИ-80 достигает 80-92 %, а в режиме АИ-92 – 70-80 %. Вторым целевым продуктом цеоформинга прямогонных бензинов является сжиженный пропан-бутановый газ.

Процесс «Цеоформинг» имеет ряд существенных преимуществ перед традиционным процессом каталитического риформинга получения высокооктановых бензинов:

- катализаторы разработаны на основе экологически чистой системы, не содержащей дорогостоящих благородных и тяжелых металлов; не обладают взрывоопасными и пирофорными свойствами и относятся к малоопасным веществам, отработанный катализатор экологически не опасен;
- катализатор не чувствителен к повышенному содержанию серы. В результате протекающих реакций гидрогенолиза сернистых соединений сырья, содержание общей серы в жидких продуктах не превышает 0,005-0,05 %;
- процесс проводится при сравнительно низких температурах (340-450 °С) и давлениях (0,5-1,5 МПа), что на 20-30 % уменьшает его энергоемкость;
- получаемые бензины более адаптированы к экологическим требованиям благодаря значительно меньшему содержанию в них ароматических углеводородов и низкому содержанию бензола, что отвечает современным международным стандартам;
- стоимость одной загрузки катализатора в установку составляет 3-5 % от стоимости наработанного на нем бензина. Процесс рентабелен при мощности установок от 5 000 т/год по сырью и выше;
- процесс делает экономически выгодным строительство малотоннажных установок мощностью от 30 до 100 тыс. т/год по сырью в местах, максимально приближенных к районам его добычи, что в условиях слаборазвитой инфраструктуры многих регионов будет способствовать развитию местной промышленности, более быстрому и эффективному освоению новых территорий;
- одна тонна катализатора позволяет перерабатывать не менее 5-8 тысяч тонн сырья;
- сырьем для технологии «Цеоформинг», помимо прямогонных бензинов нефти и конденсатов, могут служить вторичные углеводородные продукты и отходы предприятий химии и нефтехимии, в частности, легкокипящие бензиновые фракции, образующиеся при крекинге нефти;
- себестоимость бензина всего лишь на треть превышает стоимость сырья, затрачиваемого на его производство, и поэтому прибыль при оптовой продаже оказывается значительной.

К недостаткам процесса «Цеоформинг» можно отнести:

- небольшую длительность межрегенерационного пробега, которая составляет 250-300 ч, что требует частой регенерации катализатора (в среднем каждые 10 суток) и, как следствие, срок службы цеолитсодержащего катализатора до замены составляет примерно 1 год;

Процесс цеоформинга, в отличие от процесса риформинга, не требует таких эксплуатационных затрат, как удаление бензола и избытка ароматических углеводородов из полученного катализата, а также создания блоков гидроочистки углеводородного сырья и получения водородсодержащего газа и несет значительно меньших энергетических затрат, т. к. процесс цеоформинга проводится при более низких (на 75 – 100 °С) температурах. Поэтому, процесс цеоформинга требует значительно меньших капитальных затрат на создание установок. Примерная оценка показывает, что с внедрением установок цеоформинга капитальные затраты и эксплуатационные расходы снижаются на 20 – 30 %. Из всего выше перечисленного можно сделать вывод, что процесс цеоформинга является экономически выгодным для производства высокооктановых бензинов марок «Евро-4 -, 5 и 6» в местах добычи легкого углеводородного сырья.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ по ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007-2013 годы» (госконтракт № 11.519.11.5014).

Литература

1. Ерофеев В.И., Медведев А.С., Коваль Л.М. и др. Влияние УФ-активации цеолитсодержащих катализаторов на селективность процесса превращения прямогонных бензинов газового конденсата в высокооктановые бензины // Журн. прикладной химии, 2011. – Т. 84. – № 10. – С. 1668 – 1674.
2. Коваль Л.М., Коробицина Л.Л., Восмериков А.В. Синтез, физико-химические и каталитические свойства высококремнеземных цеолитов. – Томск, 2001. – 50 с.
3. Коваль Л.М., Гойворонская Ю.И., Потуданская М.Н. и др. Влияние механической активации и природы носителя на структурные и диффузионные свойства цеолитсодержащих катализаторов // Журн. физ. Химии, 2009. – Т. 83. – № 5. – С. 856 – 859.

4. Пат. 2313488 РФ, МКИ С 01 В 39/48. Синтетический цеолит и способ его получения // Ерофеев В.И., Коваль Л.М. (РФ). – № 2006113868/15. Заявлено 24.04.2006. Опубл. 27.12.2007. Бюл. № 36. – 8 с.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПРОМЫШЛЕННЫХ ЦЕОЛИТСОДЕРЖАЩИХ КАТАЛИЗАТОРОВ И ПРОЦЕССОВ КОНВЕРСИИ ПОПУТНЫХ НЕФТЯНЫХ ГАЗОВ В АРОМАТИЧЕСКИЕ УГЛЕВОДОРОДЫ

Е.В. Ерофеева

Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

До последнего времени значительная часть углеводородных компонентов природного, попутного нефтяного и нефтезаводских газов использовались лишь в качестве технологического топлива или просто сжигалась на факелах и не находила применения для синтеза химических продуктов.

Так, например, из 500 – 600 млрд. м³/год добываемого в России природного газа 55-60 млрд. м³/год попутных нефтяных газов сжигается на факелах, причем сжигаемые углеводородные газы содержат от 30 до 75 % углеводородов C₃-C₄.

Поэтому, в последние годы в связи с дефицитом нефтяного сырья в мире и в России ведутся интенсивные работы по созданию новых безотходных высокоэффективных технологий по комплексной переработке легкого углеводородного сырья (ШФЛУ, природного и попутных нефтяных газов, газовых конденсатов) в низшие олефины C₂-C₄, ароматические углеводороды, высокооктановые бензины, высоколиквидные дизельные топлива и другие ценные продукты.

В таблице представлена сравнительная технико-экономическая оценка промышленных катализаторов и предлагаемого нами процесса конверсии легких углеводородов C₃-C₄ в ароматические углеводороды и аналогичного промышленного процесса «Cyclar» на цеолитсодержащих катализаторах.

Таблица

Сравнительная технико-экономическая оценка процессов конверсии легких углеводородов C₂-C₄ в жидкие углеводороды на цеолитсодержащих катализаторах

Параметры	Предлагаемый процесс	Процесс «Cyclar»
Температура реакции, °С	550-600	550-600
Давление, атм.	2-5	2-5
Гидроочистка сырья	Не требуется	Не требуется
Сырье	Легкие парафиновые углеводороды C ₂ -C ₄	Легкие парафиновые углеводороды C ₃ -C ₄
Катализатор	Не содержит благородных металлов, экологически безвреден.	Содержит платину или палладий, может содержать другие тяжелые металлы.
Состав конечного продукта	Высокооктановые компоненты бензина – смесь ароматических углеводородов.	Высокооктановые компоненты бензина – смесь ароматических углеводородов.
Водород	5-7	5-6
Метан и этан	25-30	25-30
Ароматические углеводороды	60-65	60-65
Содержание бензола в жидком продукте, мас. %	20-25	27-30
Допустимое содержание серы в сырье	не лимитируется	не лимитируется
Содержание серы в жидком продукте, мас. %	не более 0,001	не более 0,001
Стоимость катализатора (тыс. дол./т)	45-50	70-100
Экономические оценки	Для мощностей 10-100 тыс. т/ год срок окупаемости не более 2-3 лет	Для мощностей 50-100 тыс. т/год срок окупаемости не более 5-7 лет

Наиболее перспективными катализаторами для переработки легкого углеводородного сырья могут быть высококремнеземные цеолиты типа MFI, которые благодаря своей уникальной микропористой структуре и молекулярно-ситовым свойствам проявляют высокую активность и селективность в реакциях дегидрирования, крекинга, изомеризации, олигомеризации, дегидроциклизации различных классов углеводородов сырья [1-3].

Процесс конверсии легких углеводородов $C_3 - C_4$ (аналог процесса «Сулаг») – процесс получения высокооктановых компонентов моторных топлив (ароматических углеводородов) основан на реакциях олигомеризации и ароматизации легких парафиновых углеводородов C_3-C_4 в смесь ароматических углеводородов, преимущественно, в бензол, толуол, ксилолы (БТК-фракция) и нафталиновые углеводороды (C_{9+}) на цеолитсодержащих катализаторах.

В процессе конверсии легких парафиновых углеводородов на цеолитсодержащих катализаторах на основе высококремнеземных цеолитов типа MFI (ZSM-5) в качестве углеводородного сырья используются попутные нефтяные газы (легкие углеводороды C_3-C_4) нефтяных и газовых месторождений и получают высокооктановые компоненты моторных топлив, преимущественно смесь ароматических углеводородов C_6-C_9 и C_{9+} , которые могут быть использованы при получении высокооктановых не этилированных бензинов марок АИ-93, АИ-95 и выше, или в качестве исходного сырья в процессах нефтехимии и органического синтеза для получения различных полимеров, пластмасс, лакокрасочных материалов и других ценных продуктов.

Выход готовых продуктов после процесса конверсии легких углеводородных газов C_3-C_4 зависит от состава сырья и режима эксплуатации установки, так, например, максимальный выход смеси ароматических углеводородов может достигать 45-55 %.

Побочным газообразным продуктом процесса конверсии легких углеводородных газов C_3-C_4 является «сухой» газ (смесь метана и этана), который можно закачивать в газопровод с природным газом или использовать в качестве топливного газа в местах добычи углеводородного сырья.

Процесс конверсии легких парафиновых углеводородов на цеолитсодержащих катализаторах является экономически выгодным процессом при строительстве малотоннажных установок мощностью от 10 до 100 тыс. т в год по сырью в местах добычи углеводородного сырья и позволяет полностью утилизировать и перерабатывать попутные нефтяные газы, повысить коэффициент использования добытого углеводородного сырья до 98-100 % и будет способствовать развитию местной промышленности и более быстрому и эффективному освоению новых территорий. Процесс «Циклар» имеет ряд существенных преимуществ перед промышленными процессами дегидрирования легких парафиновых углеводородов C_3-C_4 и другими процессами переработки легких углеводородов:

- катализаторы разработаны на основе экологически чистой системы, не содержащей дорогостоящих благородных и тяжелых металлов; не обладают взрывоопасными и пирофорными свойствами и относятся к малоопасным веществам, отработанный катализатор экологически не опасен;
- процесс проводится при сравнительно низких температурах (500-550 °С) и давлениях (0,5-1,5 МПа), что на 20-30 % уменьшает его энергоемкость;
- получаемые жидкие углеводороды содержат преимущественно ароматические углеводороды $C_6 - C_9$;
- стоимость одной загрузки катализатора в установку составляет 3-5 % от стоимости наработанного на нем жидких углеводородов. Процесс рентабелен при мощности установок от 5000 т/год по сырью и выше;
- процесс делает экономически выгодным строительство малотоннажных установок мощностью от 10 до 100 тыс. т в год по сырью в местах, максимально приближенных к районам его добычи, что в условиях слаборазвитой инфраструктуры многих регионов будет способствовать развитию местной промышленности, более быстрому и эффективному освоению новых территорий;
- одна тонна катализатора позволяет перерабатывать не менее 5-7 тыс. т сырья;
- сырьем для технологии «Циклар», помимо попутных газов, могут служить вторичные углеводородные продукты и отходы предприятий нефтехимии, в частности, нефтезаводские углеводородные газы C_2-C_4 ;
- себестоимость смеси ароматических углеводородов C_6-C_9 всего лишь на 25-30 % превышает стоимость сырья, затрачиваемого на его производство, и поэтому прибыль при оптовой продаже оказывается значительной.

К недостаткам процесса «Циклар» можно отнести:

- небольшую длительность межрегенерационного пробега, которая составляет 250-300 ч, что требует частой регенерации катализатора (в среднем каждые 10 суток) и, как следствие, срок службы цеолитсодержащего катализатора до замены составляет примерно 1 год;

Процесс «Циклар», в отличие от процессов дегидрирования легких парафиновых углеводородов C_3-C_4 , не требует больших капитальных затрат. Примерная оценка показывает, что с внедрением установок «Циклар» капитальные затраты и эксплуатационные расходы снижаются на 20 – 30 %. Из всего выше перечисленного можно сделать вывод, что процесс «Циклар» является экономически выгодным для утилизации и переработки попутных нефтяных газов C_3-C_4 в «сухой» газ и смесь ароматических углеводородов C_6-C_9 в местах добычи легкого углеводородного сырья.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ по ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007-2013 годы» (госконтракт № 11.519.11.5014).

Литература

1. Коваль Л.М., Коробицина Л.Л., Восмерилов А.В. Синтез, физико-химические и каталитические свойства высококремнеземных цеолитов. – Томск, 2001. – 50 с.
2. Коваль Л.М., Гойворонская Ю.И., Потуданская М.Н. и др. Влияние механической активации и природы носителя на структурные и диффузионные свойства цеолитсодержащих катализаторов // Журн. физ. Химии, 2009. – Т.83. – № 5. – С. 856 – 859.

СОПОЛИМЕРИЗАЦИЯ НЕПРЕДЕЛЬНЫХ КОМПОНЕНТОВ ЖИДКИХ ПРОДУКТОВ ПИРОЛИЗА

Е.Б. Зяббарова

Научный руководитель ассистент Е.И. Ионова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из основных процессов нефтеперерабатывающей промышленности является пиролиз углеводородного сырья, в результате которого помимо газообразных продуктов – этилена и пропилена – образуется большое количество побочных продуктов, называемых жидкими продуктами пиролиза. Использование побочных продуктов значительно уменьшает нагрузку на окружающую среду и может повысить экономическую эффективность производства. Жидкие продукты пиролиза разделяют на узкие фракции, в которых концентрируются непредельные и ароматические углеводороды. Одним из перспективных направлений использования жидких продуктов пиролиза является их полимеризация с целью получения нефтеполимерных смол, являющихся термопластичными полимерами с температурой размягчения от 60 до 150°C. Нефтеполимерные смолы – дешевые и доступные полимеры, обладающие ценными свойствами: хорошей растворимостью в углеводородных растворителях, высокой кислото- и щелочестойкостью, совместимостью с окисленными растительными маслами и алкидными олигомерами. Интерес к нефтеполимерным смолам обусловлен доступностью сырьевой базы и возможностью использования их в качестве заменителей природных продуктов [1].

Жидкие продукты пиролиза, полученные на установках, перерабатывающих различное сырье (газ, прямогонный бензин, атмосферный газойль), существенно различаются составом и содержанием непредельных компонентов (табл. 1). Так, при утяжелении сырья образуется меньше дициклопентадиена (всего $\approx 3\%$ против 25...30% на легком сырье), но заметно увеличивается содержание индена (до 20%) и α -метилстирола (5...7%) [2].

Таблица 1

Состав фракции C₉ в зависимости от используемого сырья на установке ЭП-300 по данным хроматомасс-спектрологии

Компонент	Содержание компонентов, %		
	Газ	Прямогонный бензин	Атмосферный газойль
Циклопентадиен	–	0,55	0,27
Бензол	0,76	1,40	0,82
Толуол	13,8	5,14	2,7
Этилбензол	20,8	5,28	14,75
о,м-Ксилол	3,4	15,10	7,22
Пропилбензол		0,75	
Этилметилбензол		3,00	
Стирол и п-ксилол	26,92	20,95	17,76
Винилтолуол	8,0	7,41	5,12
α -Метилстирол	2,4	2,51	4,97
Дициклопентадиен	10,6	16,22	1,64
Инден	8,03	3,44	20,02
Метилдициклопентадиен	3,86	2,55	1,37
Неароматические	–	4,83	7,31
Неидентифицированные	7,26	10,87	16,05
Всего	100,00	100,00	100,00
в т.ч. мономеры	59,81	53,63	50,61

Состав фракций жидких продуктов пиролиза представлен большим количеством ароматических, циклических и алифатических непредельных углеводородов, соотношение которых меняется в зависимости от

условий пиролиза и используемого сырья. Это напрямую сказывается на свойствах нефтеполимерных смол, таких как молекулярная масса, выход и термическая стабильность. Целью наших исследований было изучение влияния состава сырья на свойства нефтеполимерных смол.

В данной работе приведены результаты исследования сополимеризации индивидуальных мономеров: дициклопентадиена, стирола и индена. При проведении реакции в растворе толуола под действием каталитической системы $TiCl_4-AlEt_2Cl$ в адиабатическом реакторе [3] были получены сополимеры с различной структурой. Сополимеризация стирола с инденом привела к образованию статистического сополимера, а сополимеризация индена и стирола с дициклопентадиеном – к образованию сополимеров, в которых сохраняется тенденция к чередованию, и при этом обогащенных дициклопентадиеном. Таким образом показано, что дициклопентадиен оказывает наибольшее влияние на свойства образующихся нефтеполимерных смол.

Для исследования влияния состава используемого сырья на свойства нефтеполимерных смол было проведено моделирование процесса получения нефтеполимерных смол путем обогащения фракции C_9 индивидуальными мономерами (дициклопентадиен, инден, стирол, α -метилстирол, винилтолуол), входящими в состав жидких продуктов пиролиза.

В таблице 2 показаны результаты исследования характеристик нефтеполимерных смол, полученных из фракций C_9 . Также приведены свойства смол, полученных путем введения во фракцию C_9 индивидуальных мономеров.

Таблица 2

Физико-химические свойства нефтеполимерных смол

Наименование показателя	Добавка к фракции C_9						Сырье, обогащенное стиrolами (90 % на непред.)
		дициклопентадиен (60% на непред.)	α -метилстирол (20% на непред.)	винилтолуол (50% на непред.)	инден (30% на непред.)	стирол (80% на непред.)	
Внешний вид	Твердое вещество желтого цвета пластинками	Твердое вещество насыщенного янтарного цвета	Твердое вещество коричневого цвета	Твердое вещество светло-желтого цвета	Твердое вещество коричневого цвета	Твердое вещество светло-желтого цвета	Твердое вещество светло-желтого цвета
Молекулярная масса	1450	1480	1100	1900	2270	1300	560
Температура размягчения по КиШ, °С	80	92	90	126	84	65	80
Йодное число, г $I_2/100$ г	46,1	85,7	46	13,4	52	20	12
Цвет 50 %-го раствора в уайт-спирите по йодометрической шкале, мг $I_2/100$ мл KI	100	130	80	30	130	20	20
Кислотное число, мг КОН/г	0,35	1,4	1,11	0,18	0,2	0,15	0,15
Растворимость в двойном объеме ксилола и уайт-спирита 1 : 1	полная	частичная	полная	полная	частичная	полная	полная

Из данных таблицы 2 видно, что изменение содержания непредельных компонентов в исходной смеси жидких продуктов пиролиза непосредственно влияет на свойства нефтеполимерных смол. Так, например, увеличение относительного содержания стиролов в исходной смеси приводит к снижению цвета полученных нефтеполимерных смол, и наоборот, обогащение исходной смеси инденом и/или дициклопентадиеном приводит к получению более темных нефтеполимерных смол. Это можно объяснить тем, что повторяющиеся звенья, образованные инденом и дициклопентадиеном имеют в своем составе напряженные пятичленные циклы и непредельные связи, которые легко подвергаются окислению на воздухе, и как следствие, приводят к увеличению цвета таких смол. Добавки индена и винилтолуола в исходное сырье повышают температуру размягчения получаемых нефтеполимерных смол и их молекулярную массу. Напротив, добавки α -метилстирола приводят к снижению этих параметров. Добавки дициклопентадиена, увеличивающие его содержание в сырье свыше 35 % (в пересчете на мономеры), приводят к образованию малорастворимых, легкоокисляющихся сшитых олигомерных продуктов, обладающих высоким цветом.

Варьирование содержания компонентов фракции позволит выпускать нефтеполимерные смолы, отличающиеся постоянством качества и удовлетворяющие требованиям различных заказчиков, даже при

использовании фракций, полученных на различных установках и из различного сырья. К тому же исследование влияния состава компонентов жидких продуктов пиролиза на свойства нефтеполимерных смол поможет найти новые области их применения.

Литература

1. Алиев В.С., Альтман Н.Б. Синтетические смолы из нефтяного сырья. – М.: Химия, 1965. – 156 с.
2. Думский Ю.В., Но Б.И., Бутов Г.М. Химия и технология нефтеполимерных смол. – М.: Химия, 1999. – 312 с.
3. Ионова Е.И., Ляпков А.А., Бондалетов В.Г. // Ползуновский вестник. – М., 2008. – №3. – С. 192 – 197.

КАТАЛИТИЧЕСКАЯ ПЕРЕРАБОТКА МАЗУТА ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ

В.В. Козлов

Научный руководитель заведующий лабораторией А.В. Восмериков

Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

В последние годы, в связи с растущим дефицитом нефтяного углеводородного сырья, остро стоит вопрос о необходимости увеличения глубины переработки нефти. Это означает, что полученный при первичной перегонке нефти мазут и гудрон будут использоваться в производстве моторных топлив, а не в качестве котельного топлива и дорожных материалов.

Вовлечение в переработку тяжелых нефтей влечет за собой необходимость разработки новых современных нетрадиционных технологий переработки ее компонентов, требующих постоянного совершенствования и обновления используемых каталитических систем [1, 2].

Одной из наиболее эффективных технологий глубокой переработки нефти и ее тяжелых компонентов является процесс каталитического крекинга. В процессе каталитического крекинга вырабатывается высокооктановый бензин с ОЧИ 88-91 пунктов [3]. Кроме того, бензин содержит менее 1% бензола и 20-25% ароматических углеводородов, что дает возможность использовать его для приготовления бензинов согласно последним нормам Евросоюза (Евро-4, Евро-5). Кроме бензиновой фракции продуктами крекинга являются легкий (н.к. 200-270°C) и тяжелый газойли (н.к. 270°C), сырье для получения дизельного топлива [4, 5].

Основным недостатком процесса каталитического крекинга тяжелого нефтяного сырья с высоким содержанием смол и, в первую очередь, асфальтенов, является быстрая потеря активности катализатора вследствие интенсивного зауглероживания его поверхности и блокирования активных центров [6].

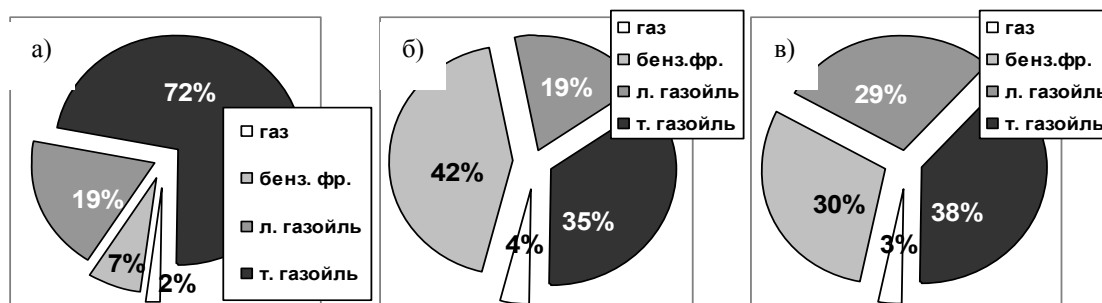


Рис. 1. Фазовый состав продуктов термического (а) и каталитического крекинга мазута на цеолитах Y (б) и beta (в)

В настоящей работе изучен процесс каталитического крекинга мазута тяжелой нефти с использованием различных типов цеолитов в качестве катализаторов.

Исходным сырьем для крекинга служил мазут нефти Усинского месторождения: плотность – 976,5 кг/м³, вязкость – не течёт, содержание смол – 37,0 %, асфальтенов – 8,1 %.

Процесс крекинга проводили в стальном герметичном реакторе объемом 10 см³ в периодическом режиме. Температура процесса – 450 °С, давление – 0,5 МПа. Реактор нагревался со скоростью 15-20 град/мин до заданной температуры и выдерживался в течение 2 ч, после чего быстро охлаждался до температуры 25 °С.

В качестве катализаторов для процесса крекинга мазута использовались цеолиты различных типов: ZSM-5, beta, Y, M. Количество катализатора, добавляемого к исходному сырью, составляло 10,0 % масс.

Для оценки выхода продуктов и фракционного состава использовали термогравиметрический метод анализа.

Анализ газообразных углеводородов и бензиновой фракции проводился газохроматографическим методом на хроматографе «Хроматэк-Кристалл 5000.2».

В процессе крекинга мазута тяжелой нефти при указанных условиях образуются газообразные и жидкие продукты: легкий и средний дистиллят (бензиновая фракция, легкий и тяжелый газойли, твердый остаток).

На рисунке 1 приведен фазовый состав продуктов термического крекинга мазута, проведенного при 450 °С в течение 2 ч. Количество целевых продуктов термического крекинга составило 26 % мас.: 7 % мас. бензиновой фракции и

19 % мас. легкого газойля (рис. 1 а). Основными компонентами газовой фазы термоллиза мазута являются низшие алканы. Непредельные углеводороды представлены небольшим количеством этилена и пропилена. Наличие газовой фазы в продуктах термоллиза мазута свидетельствует о протекании процесса деструкции тяжелых компонентов сырья с образованием низкомолекулярных соединений – преимущественно, низших алканов. Проведение процесса крекинга в присутствии цеолитов γ и β приводит к изменению распределения фаз и их состава (рис. 1 б, в). Изменяется состав газовой фазы: снижается количество метана и этана и увеличивается выход пропана и бутанов. Снижение выхода низших олефинов обусловлено, по-видимому, ароматизирующей активностью кислотных центров цеолитов, в результате чего происходит превращение этих компонентов в ароматические углеводороды. Вместе с этим увеличивается выход светлых продуктов – бензиновой и дизельной фракций и легкого газойля, а содержание тяжелого газойля и твердого нефтяного остатка составляет 35-38 % мас.

Исследование цеолитов других типов – ZSM-5 и морденита – в качестве каталитической добавки для крекинга мазута показало, что они имеют меньшую активность в данном процессе и незначительно увеличивают выход легкого и среднего дистиллятов.

На рисунке 2 приведены кривые фракционного состава жидких продуктов крекинга мазута на разных типах цеолитов. Кривая, соответствующая составу продуктов, полученных с использованием цеолита γ , показывает, что углеводороды с температурой начала кипения до 300 °C составляют 61 % жидкой фазы.

При использовании цеолита типа β углеводородный состав жидкой фазы представлен более тяжелыми соединениями. Катализат, полученный в присутствии цеолитов типа ZSM-5 и M, содержит ~5 % мас. фракции н.к.-190 °C (бензиновая) и ~25 % мас. фракции 190-350 °C (дизельная).

Состав бензиновой фракции продукта термоллиза мазута характеризуется высоким содержанием парафиновых углеводородов (52 % мас.) и относительно небольшим количеством ароматических углеводородов (16 % мас.) (рисунок 3 а). В продуктах преобладают разветвленные парафины (23-25 % мас.). Содержание ароматических углеводородов существенно выше, чем в бензиновой фракции продукта термоллиза и составляет 20 и 25 % мас. при использовании цеолитов γ и β , соответственно. Содержание бензола в продуктах не превышает 0,5 % мас.

На основании данных хроматографического анализа рассчитаны октановые числа бензиновых фракций.

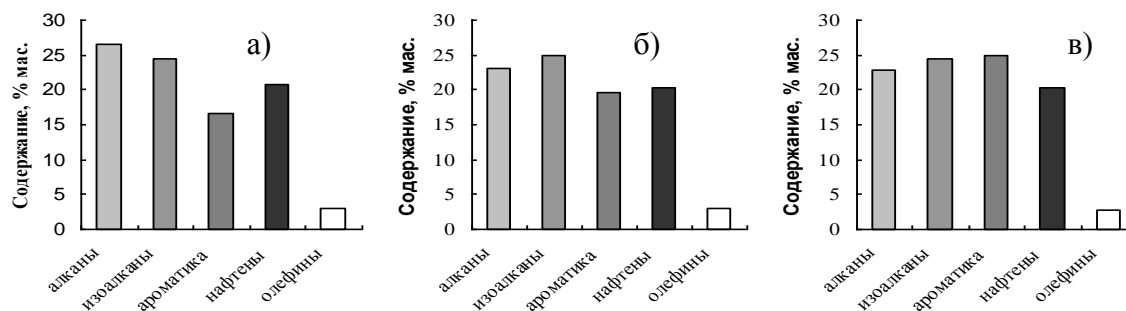


Рис. 3. Групповой углеводородный состав бензиновой фракции: после термоллиза мазута (а), после каталитического крекинга мазута с цеолитом γ (б), после каталитического крекинга мазута с цеолитом β (в)

Для бензиновой фракции продукта термоллиза мазута октановое число составляет 73 пункта; для продукта крекинга с цеолитом γ – 80 пунктов; для продуктов крекинга с цеолитом β – 77 пунктов. Следовательно, при проведении последующего процесса облагораживания образующихся бензиновых фракций возможно получение высокооктановых бензинов.

Таким образом, в работе изучено влияние структурного типа цеолита на выход и состав светлых фракций, полученных в процессе каталитического крекинга мазута тяжелой усинской нефти. Несмотря на повышенное содержание в исходном сырье смол и асфальтенов, высокой активностью обладают цеолиты типа γ и β . Выход легкого и среднего дистиллята для цеолитов типа γ и β составляет соответственно 61,0 и 59,0 %. Высокая активность этих катализаторов обусловлена, прежде всего, их высокой кислотностью и относительно большим диаметром каналов, обеспечивающим доступ крупным углеводородным молекулам сырья к активным центрам, находящимся в объеме цеолита, и диффузию образующихся продуктов в

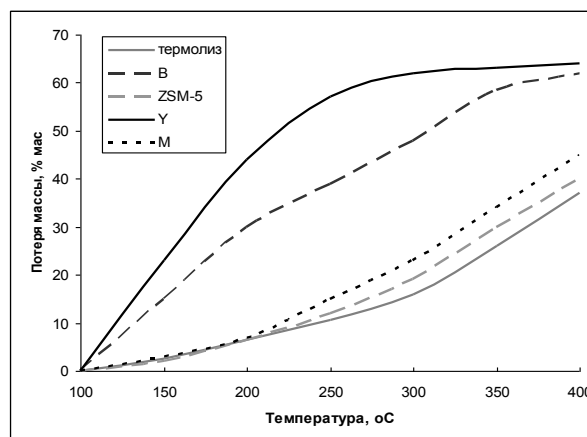


Рис. 2. Фракционный состав жидкой фазы продуктов крекинга мазута

газовую фазу.

Литература

1. Дмитриев Д.Е., Головкин А.К. // Нефтепереработка и нефтехимия. – М., 2009. – №2. – С.9–14.
2. Дмитриев Д.Е., Головкин А.К. // Нефтехимия. – М., 2010. – Т.50, – № 2. – С. 118 – 125.
3. Крекинг нефтяных фракций на цеолитсодержащих катализаторах. Под. ред. С. Н. Хаджиева. – М.: Химия, 1982.
4. Смилович Е. В. Технология переработки нефти и газа. Крекинг нефтяного сырья и переработка углеводородных газов (ч. 2). – М.: Химия, 1980.
5. Капустин В. М., Кукес С. Г., Бертолузини Р. Г. Нефтеперерабатывающая промышленность США и бывшего СССР. – М.: Химия, 1995.
6. Мурзагалиев Т.М., Восмеринов А.В., Головкин А.К., Козлов В.В., Федущак Т.А. // Нефтепереработка и нефтехимия. – М., 2011. – №4. – С.11-15.

ФИЗИКО – ХИМИЧЕСКИЕ И КАТАЛИТИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ЦЕОЛИТСОДЕРЖАЩИХ КАТАЛИЗАТОРОВ, МОДИФИЦИРОВАННЫХ ГЕТЕРОПОЛИСОЕДИНЕНИЯМИ, В ПРОЦЕССЕ

ПРЕВРАЩЕНИЯ ПРЯМОГОННЫХ БЕНЗИНОВ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА В ВЫСОКООКТАНОВЫЕ БЕНЗИНЫ МАРК «ЕВРО-4 И 5»

Е.Б. Колесникова¹, М.В. Вайсбеккер¹

Научные руководители профессор В.И. Ерофеев², доцент Л.А. Егорова¹

¹Национальный исследовательский Томский государственный университет, г.Томск, Россия

²Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Бензины являются одним из основных видов горючего топлива для двигателей современной техники. Автомобильные и мотоциклетные, лодочные и авиационные поршневые двигатели потребляют бензины. В настоящее время производство бензинов является одной из главных задач в нефтеперерабатывающей промышленности и в значительной мере определяет развитие этой отрасли.

Современную нефтепереработку и нефтехимию невозможно представить без применения катализаторов и адсорбентов на основе цеолитов. Многочисленные исследования, проведенные за последние два десятилетия в нашей стране и за рубежом [1, 2], убедительно доказывают, что наиболее перспективными катализаторами для такого типа процессов являются цеолитные катализаторы на основе высококремнеземных цеолитов типа пентасил. Одним из наиболее ярких представителей этого семейства считается цеолит ZSM-5.

Благодаря особенностям химического состава, кристаллической структуры, способности к избирательной сорбции веществ с определенным размером молекул (молекулярно-ситовая селективность), уникальным кислотным свойствам поверхности, пентасилы гораздо более активны, селективны и стабильны в целом ряде нефтехимических процессов, чем применяемые до последнего времени системы - оксиды металлов, нанесенные металлические и гомогенные катализаторы.

В данной работе приведены результаты исследования физико-химических и каталитических свойств ЦСК, модифицированных гетерополисоединениями (ГПС). Синтез высококремнеземных цеолитов (ВКЦ) проводили из щелочных алюмокремнегелей при 175-180 °С в течение 2-4 суток с использованием гексаметилендиамина в качестве органической структурообразующей добавки. После синтеза полученные порошки цеолитов промывали водой, сушили при 105-110 °С в течение 4-6 ч и прокаливали при 600 °С 6-8 ч [1-2].

Физико-химические свойства синтезированных цеолитов исследовали с помощью ИК-спектроскопии, рентгенофазового и электронно-микроскопического анализов. ИК-спектры снимали на спектрофотометре ИК-Фурье Nicolet 5700 в средневолновой части спектра 400-4000 см⁻¹.

На основании сравнения полученного ИК-спектра с литературными данными был сделан вывод о принадлежности приготовленного образца к ВКЦ. Об этом свидетельствует наличие в спектре интенсивных п.п. в области 1300-900, 820, 400-600 см⁻¹; п.п. при 560 см⁻¹ свидетельствует о том, что исследуемый образец цеолита относится к структурному типу MFI (ZSM-5).

ЦСК на основе синтезированных ВКЦ получали следующим путем. Цеолитная матрица пропитывалась раствором ГПС в соляной 0,1 М кислоте. Расчет количества пропиточного раствора производился по атомам W и Mo. Пропитка раствором ГПС проводилась в течение 2 часов при комнатной температуре. Затем цеолит выдерживали в сушильном шкафу при 110 °С в течение 2 часов и прокаливали в токе воздуха в муфельной печи при 400 °С в течение 3 часов. По данной методике были получены образцы цеолитсодержащего катализатора с содержанием ГПС в расчете на W и Mo в количестве по 1 и 3 %.

Таблица

Кислотные свойства катализаторов

катализатор	T _{max} , С		E _{дес} , кДж/моль		к.к.ц., мкмоль/г		
	I	II	I	II	I	II	общее
Н-ЦКЕ-Г	198	400	60	88	394	197	587
Н-ЦКЕ-Г + ГПС Мо 1%	192	428	62	94	459	163	622
Н-ЦКЕ-Г + ГПС Мо 3%	200	407	64	92	416	131	547
Н-ЦКЕ-Г + ГПС W 1%	207	430	64	94	545	172	717
Н-ЦКЕ-Г + ГПС W 3%	181	405	60	92	531	143	674

Кислотные свойства полученных катализаторов исследовались методом термопрограммированной десорбции (ТПД) аммиака. Эксперимент проводили следующим образом: исследуемый образец в количестве 0,3 г помещается в кварцевый реактор и предварительно прокаливается до температуры конца десорбции аммиака (650 °С) в токе газа-носителя в течение 1,5 часов с целью очистки поверхности от кристаллизационной воды, воздуха и др. примесей. После этого при 100 °С в условиях термостатирования проводили адсорбцию аммиака до полного насыщения поверхности катализатора. По окончании адсорбции образец охлаждали до комнатной температуры. Термодесорбция аммиака проводилась при постоянной скорости газа-носителя 100 мл/мин с программированным нагревом образца – 15 град/мин. Концентрации кислотных центров в исследуемых образцах определяли из количества адсорбированного аммиака и выражали в мкмоль/г катализатора. Полученные результаты представлены в таблице. Для всех катализаторов характерно наличие двух пиков на ТПД профиле. Низкотемпературный пик соответствует преимущественно кислотным центрам Льюиса, а высокотемпературный – кислотным центрам Бренстеда. Из данных видно, что исходный катализатор Н-ЦКЕ-Г имеет 394 мкмоль/г кислотных центров Льюиса и 197 мкмоль/г кислотных центров Бренстеда. При модифицировании ВКЦ гетерополисоединениями во всех случаях наблюдается увеличение общей концентрации кислотных центров (ккц), в образце с 1% W она достигает максимума и составляет 717 мкмоль/г, тогда как у исходного цеолита общая ккц составляет 587. У всех катализаторов наблюдается увеличение количества кислотных центров Льюиса и снижение концентрации центров Бренстеда. Максимальное количество центров Льюиса так же у образца с 1% W, и по сравнению с исходным цеолитом она увеличивается с 394 до 545 мкмоль/г. Каталитическая активность катализаторов изучалась в процессе превращения прямогонных бензиновых фракций в высокооктановые бензины при объемной скорости подачи ПБ 1,5 ч⁻¹. Для всех катализаторов сохраняется общая тенденция к увеличению выхода аренов и снижению выхода катализата с увеличением температуры за счет увеличения глубины переработки ПБ. На рис. показана зависимость октанового числа и выхода аренов для различных катализаторов при температурах от 350 до 425 °С.

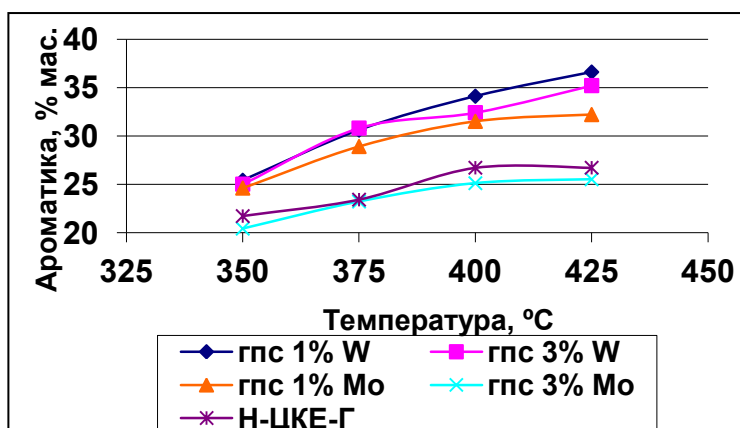


Рисунок. Зависимость выхода аренов от температуры процесса

Из рисунка видно, что наибольшую каталитическую активность проявляет катализатор, модифицированный гетерополисоединением в количестве 1% по W. На данном катализаторе образуется аренов 25,4 % и 36,6 % при температурах 350 °С и 425 °С соответственно. Наименьшую активность по выходу аренов

показывает катализатор НЦКЕ-Г, модифицированный ГПС в количестве 3% по Мо. При всех температурах на данном катализаторе ароматических углеводородов образуется меньше, чем на исходном цеолитном катализаторе. Особо стоит отметить, что на цеолите НЦКЕ-Г, модифицированном ГПС в количестве 1% по W автомобильный высокооктановый бензин, соответствующий стандарту Евро-5, получается при температуре 350 °С с выходом целевого продукта 72 %.

Наличие большего количества центров Льюиса в цеолитном катализаторе объясняет более высокую каталитическую активность катализатора, модифицированного ГПС 1% по W, так как основной вклад в каталитическую активность модифицированных цеолитов типа ZSM-5 в ароматизации низших алканов вносят именно льюисовские кислотные центры, формирующиеся в результате промотирования цеолитов различными металлами. Эти центры способны активировать молекулы низших алканов и алкенов и ускорять дегидрирование этих углеводородов за счет электроакцепторных свойств апротонного центра [3].

Работа была выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ по ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007-2013 годы» (госконтракт № 11.519.11.5014).

Литература

1. Пат. 1527154, РФ, МПК С 01 В 33/28. Способ получения высококремнеземного цеолита ZSM-5 // Ерофеев В.И., Антонова Н.В., Рябов Ю.В., Коробицина Л.Л. – №4329130/31-26. Заявлено. 17.11.1987; Опубл. 07.12.1989.
2. Пат. 2313488, РФ, МПК С 01 В 39/48. Синтетический цеолит и способ его получения // Ерофеев В.И., Коваль Л.М. – Заявлено. 24.04.2006; Опубл. 27.12.2007.
3. Коваль Л.М., Коробицина Л.Л., Восмериков А.В. Синтез, физико-химические и каталитические свойства высококремнеземных цеолитов. – Томск, 2001. – 50 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ФРАКЦИЙ ЖИДКИХ ПРОДУКТОВ ПИРОЛИЗА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ В СИНТЕЗЕ НЕФТЕПОЛИМЕРНЫХ СМОЛ

Е.А. Кустова

Научный руководитель доцент Л.И. Бондалетова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Стратегическим направлением развития современной нефтеперерабатывающей промышленности является непрерывное увеличение глубины переработки нефти и вовлечение в сырьё нефтяных остатков [5]. В настоящее время исключительную важность имеет поиск новых синтетических пленкообразующих веществ, заменяющих природные дефицитные продукты [6].

Образующиеся при пиролизе углеводородного сырья жидкие продукты, содержащие алифатические, ароматические, алкенилароматические, циклические и диеновые углеводороды, которые хорошо полимеризуются с образованием так называемых нефтеполимерных смол (НПС) [2]. С целью улучшения физико-механических свойств НПС и расширения областей их использования проводят направленную химическую модификацию нефтеполимерных смол [4].

Известно образование сополимеров неопределённых соединений различных фракции жидких продуктов пиролиза с акриловыми мономерами. Эти сополимеры совместимы с окисленными растительными маслами, а пленки, политые из их растворов, обладают более высокой адгезией и эластичностью по сравнению с немодифицированными НПС [3].

В качестве модифицирующих агентов, кроме акриловых мономеров, может быть использован акрилонитрил (АН). Ранее была показана возможность модификации акрилонитрилом нефтеполимерных смол на основе фракции C₉ жидких продуктов пиролиза углеводородного сырья [1].

Цель работы – исследовать возможность получения модифицированных смол на основе других фракций жидких продуктов пиролиза, полимеризации мономеров дициклопентадиеновой (ДФ1) и циклопентадиеновой (ЦФ1) фракций жидких продуктов пиролиза под действием комплексов акрилонитрила с тетрахлоридом титана.

Объектом исследования выбраны дициклопентадиеновая (ДФ1) и циклопентадиеновая (ЦФ1) фракции, в качестве модифицирующего агента выбран акрилонитрил в количестве 10 % от массы фракции. ДФ1 фракция содержит до 50 – 55 % дициклопентадиена и является исходной для получения ЦФ1 фракции.

Полимеризация проводили при 80 °С в течение 2 часов, дезактивацию проводили окисью пропилена. Эти условия аналогичны условиям получения модифицированных акрилонитрилом НПС, на основе фракции C₉ [1].

Сополимеризация мономеров ДФ1 и ЦФ1 фракций и 10 % АН, взятого в виде комплексов АН – ТХТ, 1 : 1 (мольн) (ТА1) и АН – ТХТ, 2 : 1 (мольн) (ТА2), приводит к образованию смол с выходом 20...56 % в течение 20...30 мин. Выход НПС на основе ДФ1 фракции и комплекса ТА1 достигает 56 % за 15 мин. Замена комплекса ТА2 на ТА1, т.е. увеличение ТХТ в составе комплекса, приводит к увеличению выхода смол.

Для обозначения смол введем сокращение НПС_{Х+У}, где Х – тип фракции (ДФ1, ЦФ1), а У – тип комплекса (ТА1 или ТА2). Полученные смолы выделяли двумя способами: удаление непрореагировавших углеводородов при пониженном давлении, переосаждение в этиловый спирт.

Молекулярную массу НПС определяли методом гель-проникающей хроматографии. В таблице 1 представлены значения средне-числовой (M_n) и средне-массовой молекулярной (M_w) массы образцов НПС, а также значения дисперсности (M_w / M_n).

Достаточно низкие значения молекулярных масс указывают на олигомерный характер полученных НПС. Более высокое значение молекулярной массы характерно для образцов, пересаженных в этиловый спирт. Это можно объяснить тем, что в процессе пересадения отмываются низкомолекулярные фракции смол.

Таблица 1

Молекулярная масса НПС

НПС	M _n , г/моль		M _w , г/моль		D	
	выс.	переос.	выс.	переос.	выс.	переос.
НПС _{ДФ1+ТА1}	502,7	710,0	569,6	884,5	1,133	1,246
НПС _{ДФ1+ТА2}	499,9	604,9	542,5	973,4	1,085	1,609
НПС _{ЦФ1+ТА1}	592,4	915,4	673,9	1015,0	1,138	1,109
НПС _{ЦФ1+ТА2}	309,0	1009,0	364,0	1214,0	1,178	1,203

Исследование состава полученных смол выполнено методом ЯМР ¹H – спектроскопии. В ЯМР ¹H-спектрах смол выделены интервалы с химическим сдвигом, характеризующие различные типы протонов: А – ароматические (6,5...8,0 м. д); В – олефиновые (4,7...6,3 м. д); С – метильные и метиленовые в σ-положении к бензольному кольцу (2,5...4,7 м. д); D – метиновые парафинов и нафтен (1,4...2,5 м. д); Е – метиленовые парафинов и нафтен (1,1...1,4 м. д) и F – концевые метильные (0,2...1,1 м. д) (табл. 2 – 3).

Данные ЯМР ¹H-спектроскопии показывают, что модифицированные смолы являются неопределенными с низкой ароматичностью, что подтверждается нормализованной интегральной интенсивностью олефиновых (4,7...6,5 м.д.) и ароматических (6,5...8,0 м.д.) протонов.

Низкие значения (6,18...9,73 %) нормализованной интегральной интенсивности метильных протонов (0,2...1,1 м. д.) свидетельствуют о невысокой разветвленности смол (табл. 2).

В ЯМР ¹H – спектрах полученных смол проявляется сигнал в области 3,1...3,2 м.д., который соответствует сигналу протона в α-положении к нитрильной группе, что подтверждает образование модифицированных смол.

Таблица 2

Данные ЯМР ¹H-спектроскопии смол, полученных на основе фракции ДФ1

Тип протона	Нормализованная интегральная интенсивность протонов, %			
	НПС _{ДФ1+ТА1} выс.	НПС _{ДФ1+ТА1} переос.	НПС _{ДФ1+ТА2} выс.	НПС _{ДФ1+ТА2} переос.
А (6,5...8,0)	2,34	2,48	2,08	0
В (4,7...6,5)	11,39	9,61	12,51	11,65
С (2,5...4,7)	19,25	19,70	17,78	17,09
D (1,4...2,5)	48,34	52,17	53,86	55,87
Е (1,1...1,4)	11,30	6,31	7,59	6,71
F (0,2...1,1)	7,38	9,73	6,18	8,68
Σ	100	100	100	100

Таблица 3

Данные ЯМР ¹H-спектроскопии смол, полученных на основе фракции ЦФ1

Тип протона	Нормализованная интегральная интенсивность протонов, %			
	НПС _{ЦФ1+ТА1} выс.	НПС _{ЦФ1+ТА1} переос.	НПС _{ЦФ1+ТА2} выс.	НПС _{ЦФ1+ТА2} переос.
А (6,5...8,0)	2,18	2,10	2,15	3,57
В (4,7...6,5)	9,62	10,74	13,18	13,04
С (2,5...4,7)	22,23	18,72	16,84	17,85
D (1,4...2,5)	50,26	51,00	55,35	52,23
Е (1,1...1,4)	11,73	8,92	7,08	6,45
F (0,2...1,1)	3,98	8,52	5,40	6,86
Σ	100	100	100	100

Появление полосы поглощения группы –CN (2230...2240 см⁻¹) в ИК-спектрах смол также свидетельствует об образовании сополимера неопределенных соединений исследуемых фракций с акрилонитрилом.

Полученные НПС плохо растворимы в органических растворителях, в связи с чем покрытия были получены непосредственно из реакционных растворов методом полива. Свойства покрытий (табл. 4) определены по стандартным методикам и установлено, что покрытия на основе смол, синтезированных под действием комплекса ТА2, обладают хорошей адгезией к стеклянной подложке (1 балл) и прочностью при изгибе (1 см).

Таблица 4

Свойства пленок НПС

НПС	Адгезия, балл	Твердость, см	Прочность при изгибе, мм	Прочность при ударе, см
НПС _{ДФ1+ТА1}	3	0,2	20	1
НПС _{ДФ1+ТА2}	1	0,4	1	3
НПС _{ЦФ1+ТА1}	4	0,2	20	1
НПС _{ЦФ1+ТА2}	1	0,4	1	3

Таким образом, показана возможность использования дициклопентадиеновой и циклопентадиеновой фракций жидких продуктов пиролиза в синтезе модифицированных нефтеполимерных смол, которые могут быть использованы в качестве синтетических пленкообразующих веществ в лакокрасочной промышленности.

Литература

1. Бондалетов В.Г., Бондалетов О.В., Бондалетова Л.И., Кустова Е.А., Сутягин В.М. Получение модифицированных акрилонитрилом нефтеполимерных смол // Ползуновский вестник. – М., 2011. – № 4 – 1 – С. 231 – 234.
2. Бондалетов В.Г., Бондалетов О.В., Бондалетова Л.И., Кустова И.А., Фитерер Е.П. Исследование свойств лакокрасочных покрытий на основе модифицированных бутилметакрилатом нефтеполимерных смол // Лакокрасочные материалы и их применение, 2009. – №10. – С. 18 – 22.
3. Бондалетов В.Г., Бондалетов О.В., Бондалетова Л.И., Сутягин В.М., Тюменцева И.В. Сополимеризация жидких продуктов пиролиза и акриловых мономеров // Ползуновский вестник. – М., 2009. – № 3. – С. 24 – 28.
4. Буданов Н. А., Ермилова Т. А., Могилевич М. М. Малеинизация нефтеполимерных смол и их композиций с растительными маслами // Лакокрасочные материалы и их применение, 1991. – № 2. – С. 3 – 5.
5. Будник В.А., Гайнанова Р.Н., Муратшин Р.Н. Современное представление о битумных продуктах // Нефтепереработка и нефтехимия. – М., 2011. – №10. – С. 8 – 13.
6. Жечев С.С., Каверинский В.С., Лившиц Р.М., Манеров В.Б. Применение нефтеполимерных смол в пленкообразующих композициях // Лакокрасочные материалы и их применение, 1983. – № 1. – С. 15 – 20.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДИЭЛЕКТРИЧЕСКОГО БАРЬЕРНОГО РАЗРЯДА ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ОКСИ ПРОПИЛЕНА

А.Н. Очерedyкo

Научный руководитель старший научный сотрудник С.В. Кудряшов

Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

Окись пропилена является ценным сырьём для нефтехимического и органического синтеза. В настоящее время наиболее эффективным способом получения является гидропероксидный, который позволяет достигать 95–99% выхода окиси пропилена. Однако высокая стоимость как катализатора, так и пероксида водорода заставляет искать более дешёвые методы производства окиси пропилена 1. Ранее нами было показано, что при окислении пропилена кислородом в барьерном разряде (БР) окись пропилена образуется с выходом ~43 мас. % 2. Процесс протекает при атмосферном давлении, без катализаторов и высоких температур. Эти факты позволяют рассматривать плазмохимический способ получения окиси пропилена как перспективный в практическом плане и альтернативный каталитическим методам 1.

Данная работа посвящена исследованию процесса получения окиси пропилена в БР с использованием как кислорода, так и более дешёвого окислителя – воздуха.

Эксперименты проводили в проточном газоразрядном реакторе коаксиальной конструкции 3. Анализ продуктов проводился методом газовой хроматографии.

Основными продуктами окисления пропилена как кислородом, так и воздухом являются окись пропилена, ацетон и пропаналь. СО, СО₂ обнаружены не были, что свидетельствует об отсутствии глубокого окисления исходных углеводородов. Селективность образования окиси пропилена и величина конверсии пропилена сравнимы с аналогичными показателями для каталитических процессов получения окиси пропилена. В случае использования кислорода эти величины достигают 45 и 12,9 мас. % соответственно, в случае использования воздуха – 23 и 7,5 мас. % соответственно. Следует отметить, что конверсия пропилена при использовании воздуха снижается по сравнению с кислородом в 1,7 раза (с 12,9 мас. % до 7,5 мас. %), тогда как содержание кислорода в воздухе снижается в 4,8 раза. В связи с этим представляло интерес более детально исследовать влияние концентраций азота и кислорода на процесс окисления пропилена.

Из экспериментов следует, что величина конверсии пропилена обратно пропорционально зависит от концентрации азота в исходной смеси. Как и в случае использования воздуха, снижение величины конверсии пропилена непропорционально снижению концентрации кислорода в исходной смеси. На основании литературных данных 4 непропорциональное снижение величины конверсии пропилена относительно снижения концентрации кислорода в исходной смеси можно объяснить образованием дополнительного количества атомарного кислорода в результате взаимодействия молекулярного кислорода и электрон-возбужденной молекулы азота, подобный эффект наблюдается в процессе получения озона из воздуха 4.

Данное предположение подтверждается результатами расчетов относительного распределения энергии электронов БР по уровням возбуждения молекул исходной смеси. Из расчётов следует, что значительная часть атомарного кислорода при наличии азота в исходной смеси может образовываться при взаимодействии возбуждённой молекулы азота и молекулярного кислорода.

Таким образом, показано, что селективность образования окиси пропилена в воздухе по сравнению с кислородом снижается с 45 до 23 мас. %, а конверсия пропилена – с 12.9 до 7.5 мас. %. Получение окиси пропилена путем окисления пропилена воздухом в ректоре с БР в перспективе можно рассматривать как альтернативный каталитическому способ получения окиси пропилена.

Литература

1. Nijhuis A.T., Makkee M., Moulijn J.A., Weckhuysen B.M. // *Industrial & engineering Chemistry research*, 2006. – V. 45. – P. 3447–3459.
2. Кудряшов С.В., Рябов А.Ю., Сироткина Е.Е., Щёголева Г.С. // *Журнал прикладной химии*. – М., 2004. – Т. 77. – Вып. 11. – С. 1922–1924.
3. Кудряшов С.В., Рябов А.Ю., Сироткина Е.Е., Щёголева Г.С. // *Химия высоких энергий*. – М., 2000. – Т. 34. – № 2. – С. 145–148.
4. Самойлович В.Г., Гибалов В. И., Козлов К.В. *Физическая химия барьерного разряда*. – М.: Изд-во МГУ, 1989. – 176 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ КРИСТАЛЛИЧЕСКОЙ СТРУКТУРЫ КАТАЛИЗАТОРА В ПРОЦЕССЕ УГЛЕКИСЛОТНОЙ КОНВЕРСИИ МЕТАНА НА ИНТЕРМЕТАЛЛИДАХ НИКЕЛЯ, МОДИФИЦИРОВАННЫХ ПЕРЕХОДНЫМИ МЕТАЛЛАМИ

О.В. Пахнутов

Научный руководитель доцент Л.А. Аркатова¹, профессор В.И. Ерофеев²

¹ *Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия*

² *Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Основным промышленным процессом химической переработки природного газа является паровой реформинг метана в синтез-газ, представляющий смесь водорода и монооксида углерода и являющийся ценным химическим полупродуктом. К сожалению, последующее применение получаемого при паровой конверсии метана синтез-газа ограничено из-за большой доли водорода в нем, что благоприятно для синтеза аммиака, но мало подходит для получения жидких углеводородов по методу Фишера-Тропша и других ценных продуктов химической и нефтехимической промышленности, требуя дополнительного обогащения смеси монооксидом углерода.

В последнее время все большее внимание исследователей привлекают альтернативные, еще не реализованные в промышленности реакции превращения метана, позволяющие получать синтез-газ с меньшим отношением $n(\text{H}_2)/n(\text{CO})$ и, таким образом, расширяющие возможности эффективного использования природного газа. Одним из таких процессов является углекислотная конверсия метана, значение которой сильно возросло, в частности, в связи с повышением интереса к использованию диметилового эфира в качестве экологически чистого дизельного топлива и разработке новых методов его получения. Кроме того, получаемая эквимолярная смесь H_2 и CO является оптимальным сырьем для процесса гидроформилирования и лучше подходит для синтеза углеводородов, а сама реакция взаимодействия метана с диоксидом углерода часто рассматривается как способ переработки двух обуславливающих парниковый эффект газов и способствует созданию безотходных производств на ее основе.

Наиболее активными катализаторами являются системы на основе никеля и благородных металлов. При этом Ni, по-видимому, является наиболее подходящим активным компонентом для промышленной реализации процесса, что связано с его высокой активностью и относительно низкой стоимостью. Главной проблемой для промышленной реализации данной реакции является большая вероятность образования кокса на поверхности катализатора в термодинамически благоприятных для этого условиях углекислотной конверсии метана, что способствует дезактивации контакта и закупорке реакторов.

Необходимость создания активных и стабильно работающих катализаторов реакции углекислотной конверсии метана в синтез-газ как перспективного направления переработки природного газа способствует применению нетрадиционных методов их получения и поиску новых методов исследования. Таким образом, **целями представленной работы** явились:

исследование изменения фазового состава катализатора на основе Ni_3Al , полученного методом самораспространяющегося высокотемпературного синтеза (СВС), до и после работы в каталитическом реакторе в процессе УКМ, а также непосредственно в условиях реакционной среды на начальных этапах реакции.

Синтез катализаторов осуществлен из смесей предварительно просушенных в вакууме порошков никеля (ПНЭ-1), алюминия (АСД-4). Непосредственно синтез катализаторов проводился в бомбе постоянного давления объемом 3 л. Атмосфера – аргоновая. В поверхностном слое спрессованного образца возбуждалась химическая реакция, которая самопроизвольно распространялась в виде волны горения, бегущей вдоль оси заготовки, оставляя за собой остывающий продукт. Полученный в виде штабика образец подвергался дроблению

и просеиванию. Для каталитических исследований отбиралась фракция с размером частиц в пределах 1000-600 мкм для каждой из полученных систем.

Рентгенодифракционные исследования образцов алюминиды никеля были проведены в Сибирском Центре Синхротронного и Терагерцового Излучения в Институте ядерной физики им. Г.И. Будкера СО РАН, Новосибирск, в бункере синхротронного излучения (СИ) накопителя электронов ВЭПП-3. Прецизионные исследования исходных образцов, а также образцов после каталитических испытаний, выполнялись на станции «Аномальное Рассеяние» на канале СИ №2. Исследования *In Situ* изменения структуры и фазового состава образцов в условиях реакционной среды при высоких температурах проводились на станции «Дифракционное Кино» на канале №5 с использованием высокотемпературной камеры-реактора Anton Paar XRK-900.

Рентгенограммы на станции «Аномальное Рассеяние» были получены в диапазоне углов $2\theta=20-80^\circ$ с шагом сканирования $\Delta 2\theta = 0.02^\circ$ и временем накопления в точке 3 сек. Длина волны излучения $\lambda=0.15400$ нм. Регистрация рентгенограмм на станции «Дифракционное Кино» осуществлялась позиционно-чувствительным детектором ОД-3-350 производства Института ядерной физики СО РАН. Диапазон регистрации детектора составляет $\sim 30^\circ$, дискретность по углу $\sim 0.01^\circ$. Градуировку детектора производили по рентгенограмме стандартного образца SRM-676, представлявшего собой порошок корунда, аттестованного Национальным институтом стандартов и технологий, США. Детектор был установлен так, чтобы центр его располагался под углом 39° к первичному монохроматическому пучку, соответственно, угловой диапазон регистрации рентгенограмм составлял $2\theta \approx 24-54^\circ$. В этом диапазоне находятся основные рефлексы исследуемых интерметаллидов и их составляющих. Время набора рентгенограммы варьировалось от 1 до 3 минут на кадр. Съемка производилась при пошаговом подъеме температуры от комнатной до 300°C , затем через 100° до 600°C , затем через 50° до 900°C . Длина волны излучения на станции «Дифракционное Кино» $\theta=0,15100$ нм.

Была исследована серия образцов на основе интерметаллида Ni_3Al . Первый образец (матрица) представлял собой непосредственно продукт СВС, размолотый и отсеянный до фракции 10–100 мкм. Второй образец после синтеза и диспергирования был подвергнут имплантации ионами платины с плотностью потока 10^{16} ион/см². Для каждого из образцов были проведены по три серии измерений: в атмосфере метана, углекислого газа и их смеси в мольном отношении 1 : 1.

В базе данных порошковой дифракции ICDD присутствуют несколько записей, соответствующих интерметаллиду Ni_3Al . Все эти записи содержат рентгенограммы кубической фазы и отличаются параметрами элементарной ячейки. Значения параметров лежат в интервале 0.3553 – 0.3572 нм, т. е. разброс параметров составляет 0.5%. Такое отличие обусловлено небольшими отклонениями состава интерметаллида от стехиометрического. По данным прецизионной дифрактометрии исследуемые образцы в исходном состоянии представляют собой интерметаллид Ni_3Al , рентгенограммы которого с хорошей точностью совпадают с приведенными в базе данных ICDD рентгенограммами алюминиды никеля (PDF-2 №65-144). Отмечено значительное уширение рефлексов образца, что может быть вызвано большой концентрацией микронапряжений и дефектов упаковки в образце, а также наличием дополнительных фаз с близкими параметрами элементарной ячейки и уширенными рефлексами. О значительной концентрации дефектов упаковки и микронапряжений свидетельствуют также слабые разнонаправленные смещения рефлексов относительно их теоретически рассчитанных положений и неравномерное уширение рефлексов с увеличением угла дифракции. Это представляется вполне логичным, учитывая

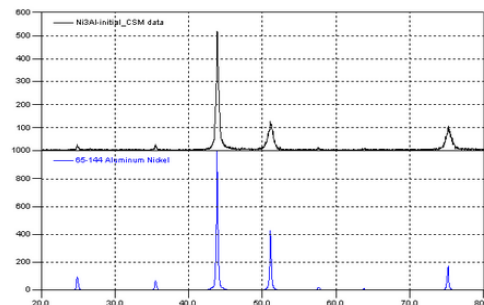


Рис. 4. Рентгенограмма исходного образца Ni_3Al и ее сопоставление с расчетной рентгенограммой

методом СВС, представляют собой смесь фаз интерметаллида, твердого раствора алюминия в никеле и металлического никеля.

В процессе реакции фазовый состав образца практически не меняется. При продолжительных временах реакции происходит насыщение образца углеродом и появление графита на поверхности катализатора, что ведет к его дезактивации в ходе конверсии метана.

исследуемого интерметаллида. Кроме основной фазы в образце присутствуют следовые количества кварца и корунда, их содержание не превышает долей процента (рис. 1). Как и следовало ожидать, фаза платины на рентгенограмме образца, подвергнутого имплантации, не проявляется, поскольку, во-первых, ее содержание в образце мало, а во-вторых, по условиям имплантации она должна присутствовать в образце в ультрадисперсном состоянии.

В результате проведенного исследования установлено, что образцы катализаторов процесса углекислотного риформинга метана на основе алюминиды никеля, полученные

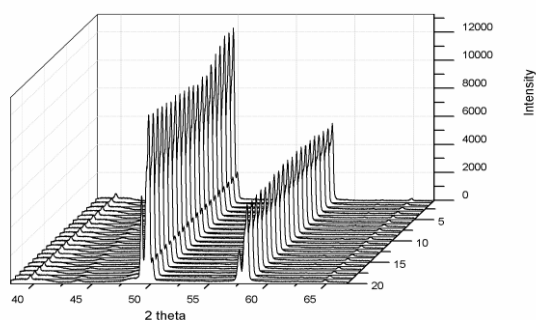


Рис. 5. Изменение с температурой параметров решетки фаз, присутствующих в образце на основе Ni₃Al

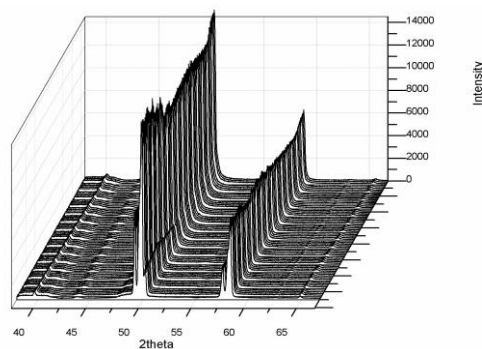


Рис. 3. Изменение с температурой параметров решетки фаз, присутствующих в образце на основе Ni₃Al+Pt

Литература

1. Arkatova L.A., Kurina L.V., Galaktionova L.V. / The influence of modifying admixtures on the catalytic properties of the Ni₃Al intermetallic compound in the conversion of methane with carbon dioxide // Russian Journal of Physical Chemistry A., 2009. – Vol. 83. – № 4. – P. 624 – 629.
2. Bradford M.C.J., Vannice M.A. CO₂ reforming of CH₄ // Catalysis Reviews, Science and Engineering, 1999. – V. 41. – №1. – P. 1 – 42.
3. Попова Н.М., Досумов К. Катализаторы селективного окисления и разложения метана и других алканов. – Алматы 200.

ПОЛУЧЕНИЕ ПРОСТРАНСТВЕННО-ЛОКАЛИЗОВАННЫХ ПОЛИМЕРНЫХ МАТЕРИАЛОВ ИЗ ПАРОВ АРОМАТИЧЕСКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ ПОД ДЕЙСТВИЕМ ПЛАЗМЫ БАРЬЕРНОГО РАЗРЯДА

С.А. Перевезенцев

Научный руководитель старший научный сотрудник С.В. Кудряшов

Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

В настоящее время в мире активно проводятся фундаментальные и прикладные исследования, направленные на разработку новых нетрадиционных методов получения перспективных материалов с уникальными свойствами.

Анализ современной научной литературы показывает, что среди многообразия органических и гибридных материалов особое место занимают пространственно локализованные структуры, полученные из металлорганических соединений (в основном из органических соединений кремния) [1]. Подобные материалы, геометрические размеры которых могут находиться в пределах от единиц нанометров до микрометров, представляют значительный интерес для микроэлектроники, как перспективные носители для катализаторов, сорбенты. Однако публикаций, посвященных получению пространственно локализованных полимерных материалов из органических соединений (газообразных, жидких), в литературе практически нет. Между тем этот новый класс полимерных материалов может обладать уникальными физико-химическими свойствами, сочетая свойства полимеров, полученных плазменной полимеризацией органических соединений, не полимеризующихся традиционными способами органической химии, и пространственно-неоднородную структуру, характерную для сорбентов и носителей катализаторов.

В работе впервые получены пространственно-локализованные полимерные материалы (ПЛПМ) из бензола и толуола в аргоне и гелии в барьерном разряде [4].

В условиях барьерного разряда ПЛПМ образуются по типу ячеек Бенара. В центре ячейки располагается столбчатое образование цилиндрической формы, $d \sim 100$ мкм, соответствующее диаметру канала микроузла (рис.). На периферии – полимерный материал в форме «софы», d до 3 мм. Плотность ячеек достигает $5/\text{см}^2$. Поверхность столбчатых образований бугристая, размер бугорков меняется от 10 до 0,1 мкм. По-видимому, столбчатые образования формируются в результате последовательной конденсации аэрозольных частиц из паров ароматических углеводородов вдоль оси разрядного стримера.

Результаты анализа состава полимера, расположенного на периферии столбчатого образования показали, что он имеет шитую структуру сложного строения, содержащую фрагменты углеводородов различных классов, характерную для классических PECVD-полимеров. Исследование состава и физико-химических свойств столбчатого образования ПЛПМ позволило предположить, что оно имеет нерегулярное молекулярное строение и содержит в своем составе полиарилалкильные радикалы. Полученные материалы имеют высокую не деградирующую со временем концентрацию парамагнитных центров ($\sim 7 \times 10^{18}$ спинов/ см^3), проявляют магнитные свойства, сопровождающиеся магнитной гетерогенностью. Сформировавшийся вокруг

столбчатого образования полимер не проявляет парамагнитных свойств, что свидетельствует о различии в механизмах их образования.

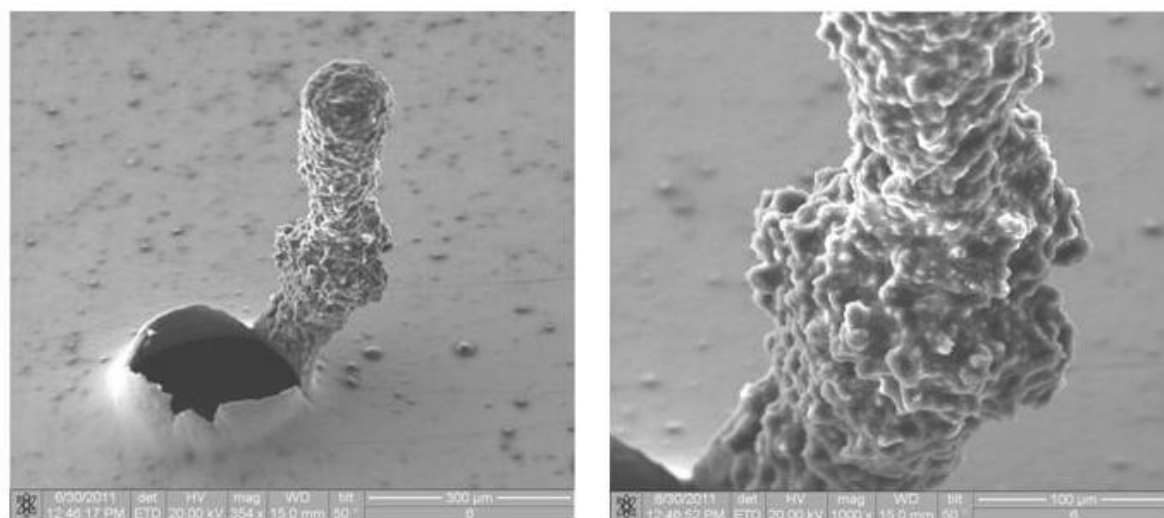


Рис. Изображения столбчатых образований ПЛПМ и их поверхности, полученные с помощью растрового электронного микроскопа.

В мире интерес к органическим полирадикалам в первую очередь связан с возможностью применения их в качестве органических магнетиков [3]. Однако классические методы их синтеза сложны, в то время как в условиях неравновесной низкотемпературной плазмы такие материалы получить достаточно легко.

Образование ПЛПМ наблюдается в узком диапазоне начальных условий: плазмохимический реактор с одним диэлектрическим барьером; дискретная форма барьерного разряда; скорость накопления остаточного заряда на поверхности диэлектрического барьера реактора превышает скорость его «стекания»; наличие интенсивной полосы электронно-колебательных переходов ароматических углеводородов в эмиссионных спектрах барьерного разряда; начальная концентрация паров ароматических углеводородов в инертном газе ~6 % об.

Разработан метод получения столбчатых образований ПЛПМ на перфорированных медных подложках, позволяющий производить эти материалы в значительных количествах.

Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ № 11-03-98008.

Литература

1. Belmonte T., Arnoult G., Henrion G. and Gries T. Nanoscience with non-equilibrium plasmas at atmospheric pressure // J. Phys. D: Appl. Phys, 2011. – V.44. – P. 363001 – 363019.
2. Самойлович В.Г., Гибалов В.И., Козлов К.В. Физическая химия барьерного разряда. – М.: Изд-во МГУ, 1989. – 176 с.
3. Шилев Н.М. От радикала Гомберга к органическому магниту // Успехи химии, 2006. – Т. 75. – №10. – С. 956 – 979.

ОЧИСТКА УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ ОТ СЕРОВОДОРОДА В ПЛАЗМЕ БАРЬЕРНОГО РАЗРЯДА

В.А. Саушкин

Научный руководитель старший научный сотрудник С.В. Кудряшов

Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

Природный газ представляет собой сложную смесь углеводородных и неуглеводородных компонентов, таких как сероводород, углекислый газ, гелий, меркаптаны, азот и др. В настоящее время наблюдается тенденция к постоянному росту числа газоконденсатных месторождений, содержащих в своем составе помимо жидких углеводородов (пентаны и более высококипящие), гелия и др., также сероводород и серосодержащие соединения. Присутствие сернистых газов определяет ряд проблем, вследствие которых возникает необходимость внедрения в процесс добычи газа целого ряда технологий, призванных решить новые задачи при подготовке или переработке природного газа или газоконденсата. Помимо экологических проблем стоит выделить то, что сероводород является каталитическим ядом, а также вызывает интенсивную коррозию (допустимые пределы скорости коррозии до 0,1-0,2 мм/год) трубопроводов и оборудования [1].

Традиционно применяемые в таких случаях методы подразумевают использование дорогостоящих реагентов (например, алканоламинов) или катализаторов (например, процесс Клауса). Авторы предлагают способ

плазмохимической очистки ПНГ от сероводорода с использованием реакторов с барьерным разрядом (БР). Технология не требует применения специальных реагентов и катализаторов, очистка осуществляется в одну стадию в плазмохимическом реакторе. Предлагаемый подход может показать свою экономическую эффективность для подготовки ПНГ на малых и средних месторождениях, на которых применение традиционных методов очистки газов будет экономически неэффективным.

В настоящем сообщении представлены результаты по воздействию БР на углеводороды (пропан-бутановую смесь (ПБС) или метан) и сероводород в присутствии воздуха и без него, исследована зависимость степени удаления сероводорода от содержания воздуха в исходной газовой смеси, от его начальной концентрации в смеси, а также данные ИК-спектроскопии образующихся продуктов полимеризации.

Углеводородный газ, метан или ПБС подается из баллона и смешивается с сероводородом, далее смесь направляется в плазмохимический реактор, температура которого составляет ~ 25 0С. Конструкция реактора представлена в виде плоского основания, выполненного из дюралюминия (марка Д 16), и являющегося заземленным электродом реактора. Высоковольтный электрод выполнен из фольгированного стеклотексталита толщиной 2 мм, стеклотексталит выполняет роль диэлектрического барьера, а медное покрытие - высоковольтного электрода. Газовый зазор между электродами составляет 1 мм, площадь разрядной зоны 244 см².

Генерирование активных частиц плазмы осуществлялось высоковольтными импульсами напряжения, подаваемыми от генератора. Измерение электрических параметров барьерного разряда выполнены при помощи цифрового осциллографа. Обработанный газ на выходе из реактора направляется на анализ в газовый хроматограф оборудованным детектором по теплопроводности. Длина колонки – 3 м, диаметр – 3мм, сорбент – Порапак QS, газ-носитель – гелий.

Объемный расход исходной смеси составил 60 см³/мин. Начальное содержание сероводорода в исходной смеси было постоянным – 2 % об. Амплитуда и частота высоковольтных импульсов напряжения 9 кВ, 2000 Гц. Активную мощность разряда рассчитывали по методике [2], ее величина составила 8,7 Вт.

При добавлении воздуха в исходную смесь вплоть до его содержания 65 об. % конверсия сероводорода и ПБС изменяется незначительно и составляет почти 70% для сероводорода, превращение ПБС протекает слабо. Однако далее величина конверсии сероводорода и в особенности ПБС резко возрастает. При содержании воздуха в исходной смеси 80 об. % сероводород и ПБС практически полностью удаляются. Степень удаления сероводорода достигает 97,7 мас. %, ПБС – 92,5 мас. %. Следует отметить, что в избытке воздуха сероводород оказывает промотирующий эффект на скорость окисления компонентов ПБС. В подтверждение данного эффекта был проведен эксперимент по окислению ПБС в избытке воздуха и отсутствие сероводорода, величина конверсии ПБС составила всего 21,2 % мас. Этот эффект мы планируем подробно исследовать в дальнейшем.

Минимальные значения энергозатрат (3,5 кВт·ч/кг) на удаление сероводорода из ПБС были получены при содержании воздуха 80 об.%. В интервале от 20 – 65 мас. % - наблюдается незначительный рост энергозатрат до 7,5 кВт·ч/кг. В отсутствие воздуха энергозатраты составили 5,8 кВт·ч/кг, при этом превращение ПБС минимально, что делает последние условия наиболее привлекательными для осуществления очистки ПНГ.

В составе газообразных продуктов превращения ПБС отсутствует углекислый газ, образующийся при глубоком окислении углеводородов, оксиды серы также не были обнаружены. Основным продуктом превращения сероводорода являются высокомолекулярные сераорганические соединения, откладывающиеся на стенках реактора.

Инфракрасный спектр полимера, полученного в присутствии воздуха, содержит полосы поглощения соединений, относящимся к различным классам органических соединений – сульфоксидам, сульфонам, эфирам сернистой кислоты и др. [3].

В отсутствие воздуха была получена экстремальная зависимость конверсии сероводорода от его исходной концентрации смеси в интервале 0,5 до 10 об. %. В начале происходит рост конверсии сероводорода до максимума в точке с содержанием его в смеси 2 об. %, где величина конверсии составила 70 %. В дальнейшем происходит плавное снижение конверсии до 20 мас. % при концентрации сероводорода в исходной смеси 10 об. %. Значение конверсии ПБС составило ~ 0,7 мас.%. В области низких начальных концентраций сероводорода (0,5 – 1 об.%) энергозатраты на его удаление составили ~ 30 кВт·ч/кг, в интервале 2-10 об.% величина энергозатрат практически не изменяется (7 – 6,4 кВт·ч/кг).

Инфракрасный спектр полимера, полученного в безвоздушной среде, носит малоинформативный характер, присутствие серосодержащих соединений определяет наличие полос поглощения C-S связей. Полимерный материал легко окисляется, простояв в открытой пробирке на воздухе в течение двух недель, его ИК-спектр содержит полосы поглощения сульфоксидов, сульфокислот, эфиров сернистой кислоты и др. соединений.

Приведенные экспериментальные данные позволяют говорить о высокой эффективности применения плазмохимического метода для очистки углеводородов (метана и ПБС) от сероводорода. Наиболее оптимальным представляется вариант очистки ПБС от сероводорода в отсутствие воздуха при содержании сероводорода в газовой смеси 2 об. %, благодаря низкой конверсии ценных углеводородов и эффективного удаления сероводорода. Глубину удаления сероводорода из ПБС можно увеличить установкой дополнительного каскада реакторов.

Литература

1. Технология переработки природного газа и конденсата: Справочник. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2002. – Т.38. – Ч.1. – 517 с.
2. Кудряшов С.В., Рябов А.Ю., Щеголева Г.С., Савиных В.Ю., Суслов А.И. // Химия высоких энергий, 2008. – Т. 42. – №1. – С. 56 – 60.
3. Наканиси К. Инфракрасные спектры и строение органических соединений. – М.: Мир, 1965. – 217 с.

НОВЫЕ МЕТОДЫ СИНТЕЗА МОДИФИЦИРОВАННЫХ НЕФТЕПОЛИМЕРНЫХ СМОЛ НА ОСНОВЕ ПОБОЧНЫХ ПРОДУКТОВ ПИРОЛИЗА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Т.В. Синявина

Научный руководитель доцент Л.И. Бондалетова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Целевыми продуктами пиролиза углеводородов являются мономеры: этилен и пропилен, наряду с которыми образуется значительное количество отходов и побочных продуктов, прежде всего жидкие продукты пиролиза, содержащие ценные непредельные ароматические и алифатические углеводороды. Квалифицированным использованием жидких продуктов пиролиза является синтез нефтеполимерных смол (НПС), занимающих особое место среди синтетических заменителей продуктов природного происхождения: растительных масел, канифоли.

В настоящее время нефтеполимерные смолы нашли применение в различных отраслях промышленности: шинной и резиновой, лакокрасочной, в производстве бумаги, клеев, древесно-волоконистых плит, а также для сокращения расхода инден-кумароновых, фенол-формальдегидных и других смол [5].

С целью улучшения физико-механических свойств НПС и расширения областей их использования проводят направленную химическую модификацию нефтеполимерных смол α , β - ненасыщенными карбоновыми кислотами, их эфирами и ангидридами [6]. С этой же целью применяют метод получения модифицированных смол непосредственно в процессе синтеза.

Известно, что все мономеры фракции жидких продуктов пиролиза полимеризуются по катионному механизму, тогда как модифицирующие агенты, такие как эфиры акриловых кислот, активно полимеризуются по радикальному или анионному механизму и не способны полимеризоваться по катионному механизму. Также известно, что эфиры акриловых кислот способны образовывать комплексы с галогенидами металлов [3, 4].

Наиболее распространенными катализаторами ионной полимеризации являются кислоты Льюиса – SnCl_4 , SnCl_5 , TiCl_4 , AlCl_3 , и др. Кроме того, инициаторами многих процессов ионной полимеризации являются донорно-акцепторные комплексы, или процессы протекают через промежуточные стадии их образования. Так, эфиры акриловых кислот образуют комплексы с тетрахлоридом титана, которые использовались в сополимеризации с мономерами фракций жидких продуктов пиролиза [2].

Бутилметакрилат образует с тетрахлоридом титана (ТХТ) комплексы состава БМА – ТХТ (мольн.) 1 : 1 и 2 : 1. Установлено, что данные комплексы самостоятельно способны инициировать полимеризацию непредельных соединений фракции C_9 , выход смол составляет 18...26 % [1].

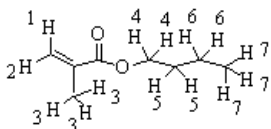
Целью данной работы является исследование новых каталитических систем для синтеза модифицированных НПС.

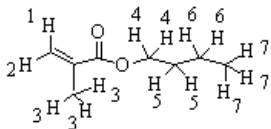
В качестве объектов исследования выбраны: фракция C_9 (ООО «Ангарская нефтехимическая компания»), выкипающая в интервале температур 130 – 190 °С; бутилметакрилат – модифицирующий агент; комплексы тетрахлорида олова и пентахлорида сурьмы с бутилметакрилатом – каталитические системы.

При добавлении к донору (БМА) акцептора: тетрахлорида олова (ТХО) или пентахлорида сурьмы (ПХС) в молярном соотношении 1 : 1 или 2 : 1 образуются окрашенные соединения, в ЯМР ^1H полученных соединений наблюдаются аналогично комплексам БМА – ТХТ смещение в слабое поле сигналов олефиновых (1, 2) протонов, а также сигналов метиленовых (4) протонов БМА в α -положении к кислороду эфирной группы (таблица). Полученные данные указывают на возможность образования комплексов БМА с ТХО и ПХС различного состава.

Таблица

Значения химических сдвигов протонов в молекуле БМА и комплекса

Комплекс		Разность химических сдвигов протонов мономера и комплекса, м.д.						
Компоненты	Молярное соотношение							
		1	2	3	4	5	6	7
БМА – ТХТ	1:1	0,512	0,596	0,199	0,554	0,210	0,120	0,098
БМА – ТХТ	2:1	0,325	0,435	0,101	0,423	0,130	0,043	0,033
БМА – ТХО	1:1	0,205	0,202	0,083	0,171	0,110	0,082	0,065

Комплекс		Разность химических сдвигов протонов мономера и комплекса, м.д.						
Компоненты	Молярное соотношение							
		1	2	3	4	5	6	7
БМА – ТХО	2:1	0,149	0,155	0,049	0,129	0,100	0,051	0,032
БМА – ПХС	1:1	0,243	0,142	0,083	0,188	0,106	0,070	0,040
БМА – ПХС	2:1	0,342	0,216	0,101	0,212	0,117	0,025	0,020

Для определения состава комплексов использовали метод «изомольных серий» УФ-спектроскопии. Для этого готовили растворы донора (БМА) и акцептора в хлороформе с концентрацией 0,005 моль/л (БМА – ТХО), 0,0025 моль/л (БМА – ПХС) и 0,0017 моль/л (БМА – ТХТ) и молярным соотношением компонентов равным 1 : 4, 2 : 3, 1 : 1, 2 : 1, 3 : 2, 4 : 1. Оптическую плотность полученных растворов измеряли в диапазоне длин волн 260 – 400 нм (рис. 1, 2).

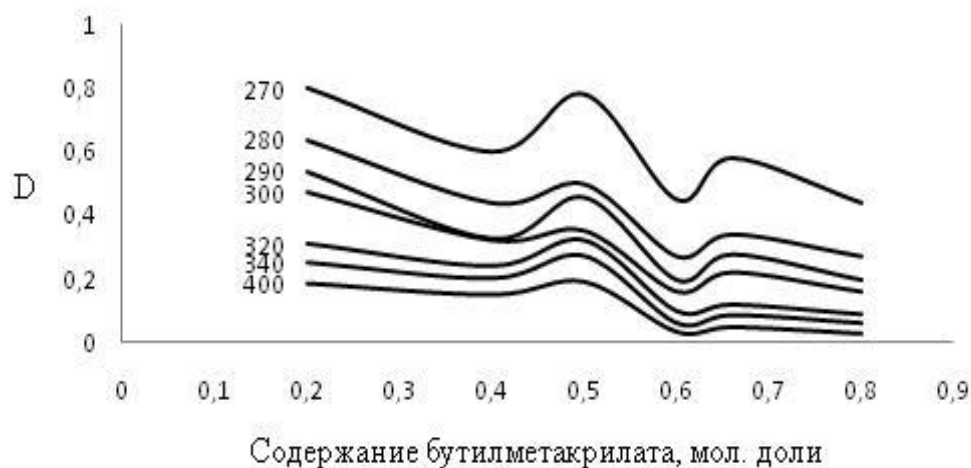


Рис. 1. Зависимость оптической плотности(D) от содержания БМА в комплексе БМА - ТХО

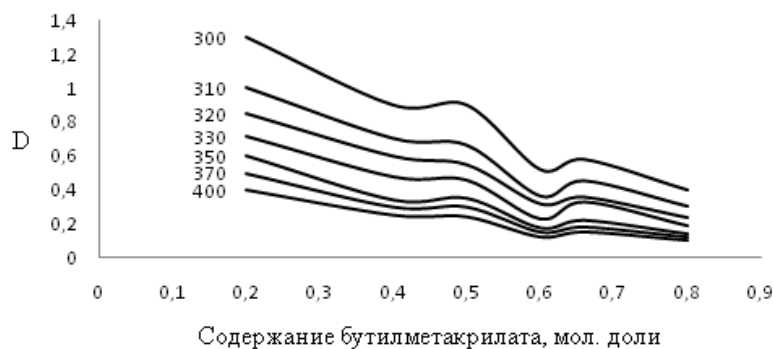


Рис. 2. Зависимость оптической плотности(D) от содержания БМА в комплексе БМА – ПХС

Результаты исследования свидетельствуют об образовании комплексов БМА – ТХО и БМА - ПХС состава 1 : 1 и 2 : 1 и подтверждают предположения, сделанные на основе ЯМР ^1H -спектров.

Синтезированные комплексы были опробованы в качестве инициаторов полимеризации непредельных соединений фракции C_9 жидких продуктов пиролиза. Полимеризацию проводили под действием комплексов БМА – ПХС или БМА – ТХО состава 1 : 1 и 2 : 1 при температуре 80 °С в течение 2 часов. БМА взят в количестве 10 % от массы фракции. Деактивацию комплекса осуществляли окисью пропилена при 10 %-м избытке. Полученные смолы выделяли двумя способами: удалением непрореагировавших углеводородов при пониженном давлении и переосаждением смолы в осадитель – этанол (соотношение смола : осадитель составляют 1 : 5).

При использовании в качестве дезактиватора окиси пропилен смолы получают темные с включениями. Это можно объяснить тем, что дезактивация каталитического комплекса проходит не полностью. В связи с этим дезактивацию комплекса осуществляли 20 %-ым раствором КОН.

Полимеризация фракции C_9 жидких продуктов пиролиза под действием комплексов БМА – ПХС приводит к выходу 14...32 %, БМА – ТХО – к выходу 35...43 %. Следует отметить, что при продолжительности реакции 30...50 мин достигается практически максимальный выход смол, который с дальнейшим увеличением продолжительности реакции существенно не изменяется.

Полученные данные свидетельствуют о том, что комплексы самостоятельно способны инициировать полимеризацию непредельных соединений фракции C_9 , приводящую к образованию модифицированных НПС, что подтверждают ИК- и ЯМР 1H -спектры.

Модифицированные НПС могут быть использованы в качестве пленкообразующих в лакокрасочной промышленности.

Литература

1. Бондалетова Л.И., Бондалетов В.Г., Синявина Т.В., Суягин В.М., Бондалетов О.В. Исследование комплексов тетрафторида титана с бутилметакрилатом и применение их в синтезе нефтеполимерных смол // Ползуновский вестник. – М., 2011. – № 4-1 – С. 98 – 101.
2. Бондалетов О.В., Бондалетова Л.И., Тюменцева И.В. Сополимеризация жидких продуктов пиролиза и акриловых мономеров // Ползуновский вестник. – М., 2009. – № 3. – С. 24 – 28.
3. Вацулик П.В. Химия мономеров. – М.: Иностранная литература, 1960. Т. 1. – 738 с.
4. Гурьянова Е.Н. Закономерности образования комплексов донорно-акцепторного типа // Успехи химии, 1968. – № 37. – С. 1981 – 2002.
5. Думский Ю.В., Но Б.И., Бутов Г.М. Химия и технология нефтеполимерных смол. – М.: Химия, 1999. – 312 с.
6. Фитерер Е.П., Бондалетов В.Г., Бондалетова Л.И. Полимеризация высококипящих фракций пироконденсата на каталитических системах Циглера-Натта // Изв. вузов. Химия и хим. технология. – М., 2004. – Т. 47. – № 1. – С. 127 – 130.

КАТАЛИТИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ЦЕОЛИТНЫХ НАНОКОМПОЗИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ В ПРОЦЕССЕ КОНВЕРСИИ ПНГ В ЖИДКИЕ УГЛЕВОДОРОДЫ

Р.А. Трегубкин

Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Одной из важнейших особенностей каталитического действия цеолитов семейства пентасила является их способность к превращению газообразных олефинов и парафинов состава $C_2 - C_5$ в более высокомолекулярные углеводороды. Это открывает возможность квалифицированного использования низкомолекулярных углеводородов для получения олефинов и компонентов моторных топлив.

Исследования последних лет, выполненные в различных научных центрах, показали, что наиболее эффективными катализаторами для этих процессов являются модифицированные пентасилы. Установлено, что глубина и селективность превращения нормальных парафинов $C_2 - C_5$ определяется главным образом составом катализаторов, способом введения модификатора в цеолит, его концентрацией и особенностями их кислотных свойств. Наряду с традиционными методами получения бифункциональных каталитических систем, повышенное внимание исследователей уделяется модифицированию цеолитной матрицы в неравновесных условиях различными методами, которые позволяют стабилизировать модификатор в виде наноразмерных частиц.

В связи с этим целью настоящей работы явилось изучение каталитических свойств цеолитных катализаторов модифицированных наноразмерными частицами металлов методом механохимической активации в процессе конверсии пропан-бутановой смеси.

В качестве модифицирующих добавок были взяты нанопорошки металлов: Zn, Mo, Cu и W.

На свежеприготовленном образце, содержащем 50% Н-ЦКЕ-Г(M=30) + 50% Н-ЦКЕ-Г (M=90), с ростом температуры от 500 до 650 увеличивается степень конверсии от 60,84 до 95,94%, в продуктах реакции уменьшается содержание алканов и увеличивается содержание алкенов и аренов. С увеличением температуры процесса в газообразных продуктах значительно увеличивается содержание метана.

При низких температурах реакции 500-550 $^{\circ}C$ продукты реакции представлены в основном низкомолекулярными алканами (метан, этан), что означает, что при этих температурах протекают в основном реакции крекинга.

В жидких продуктах с повышением температуры опыта от 500 до 650 увеличивается содержание бензола и толуола и уменьшается содержание ксилолов и нафталинов.

На чистом исходном цеолите 50% Н-ЦКЕ-Г(M=30) + 50% Н-ЦКЕ-Г (M=90) (НЦКЕ) с ростом температуры от 500 до 650 в жидких продуктах реакции наблюдается повышение выхода бензола с 10,66 до 31,65 масс.%, уменьшение выхода толуола от 36,9 до 39,68 мас.%, также уменьшается суммарный выход изомеров ксилола с 23,86 до 11,81 (табл. 1), наблюдается уменьшение суммарного выхода нафталиновых производных с 16,88 до 8,36 мас.%. С ростом температуры реакции с 500 до 650 $^{\circ}C$ степень превращения ПНГ увеличивается с 60,84 до 95,94 %.

Таблица 1

Влияние температуры процесса на состав продуктов переработки газов $C_2 - C_4$ на катализаторе 50% Н-ЦКЕ-Г (M=30) + 50% Н-ЦКЕ-Г (M=90) при объемной скорости подачи сырья 240 ч^{-1}

Наименование / температура	500	550	600	650
Масса газовой фазы, масс %	91,3	82,7	81,6	84,3
Масса жидкой фазы, масс %	8,7	17,3	18,4	15,7
Состав газовой фазы				
метан	25,62	42,26	56,49	54,86
этан	21,24	23,93	23,06	22,54
этилен	3,91	7,92	11,04	11,93
пропан	39,85	18,64	3,91	4,7
пропилен	3,31	4,6	3,82	4,17
и-бутан	1,32	0,31	0,07	0,04
н-бутан	1,52	0,4	0,23	0,07
Состав жидкой фазы				
бензол	10,663	18,998	30,166	31,657
толуол	36,902	41,147	39,121	39,679
этилбензол	2,405	2,597	2,120	2,145
п,м-ксилолы	18,015	15,401	9,856	8,807
о-ксилол	5,853	5,260	3,445	3,050
м-этилтолуол	0,058	0,056	0,032	0,059
мезителен	0,119	0,125	0,074	0,068
псевдокумол	0,556	1,188	0,645	0,513
C_9 -арены	0,07	0,14	0,25	0,31
1,2,3-триметилбензол	1,178	0,560	0,303	0,242
м-диэтилбензол	0,399	0,325	0,141	0,090
C_{10} -арены	0,25	0,37	0,40	0,42
1,2-диметил-3-этилбензол	0,334	0,362	0,223	0,184
C_{11} -арены	0,12	0,24	0,285	0,342
1,3,5-триметил-2-этилбензол	1,153	0,988	0,503	0,355
нафталин	9,214	3,355	4,553	4,845
б-метилнафталин	5,279	2,372	2,338	2,185
а-метилнафталин	1,977	1,080	1,121	1,059
б-этилнафталин	0,110	0,014	0,015	0,018
а-этилнафталин	0,138	0,136	0,144	0,133
2-диметилнафталин	0,159	0,232	0,181	0,127
Степень конверсии, %				
	60,84	84,01	96,57	95,94

Введение в НЦКЕ 3 % мас. наноразмерных частиц цинка приводит к повышению степени конверсии ПНГ до 99,9 % что превышает значение степени конверсии на исходном чистом НЦКЕ (96%).

Таблица 2

Влияние температуры процесса на состав продуктов переработки газов C₂-C₄ на катализаторе 50% Н-ЦКЕ-Г (M=30) + 50% Н-ЦКЕ-Г (M=90) + 3% Zn при объемной скорости подачи сырья 240 ч⁻¹

Название / температура	500	550	600	650
Масса газовой фазы, масс %	94,8	82,3	78,4	76,2
Масса жидкой фазы, масс %	5,2	17,7	21,6	23,8
Состав газовой фазы				
метан	8,31	24,93	41,6	53,34
этан	13,99	41,52	52,49	40,87
этилен	1,26	1,07	1,82	3,43
пропан	70,32	28,1	1,7	0,15
пропилен	1,42	2,23	0,42	0,11
и-бутан	0,64	0,17	0	0
н-бутан	2,11	0,36	0,02	0
Состав жидкой фазы				
бензол	13,610	21,851	24,227	26,149
толуол	39,105	40,699	38,005	34,735
этилбензол	2,425	0,912	0,422	0,234
п,м-ксилолы	20,988	15,245	10,667	6,433
о-ксилол	6,657	5,088	3,628	2,228
м-этилтолуол	0,072	0,050	0,013	0,013
мезителен	0,141	0,106	0,030	0,007
псевдокумол	1,081	0,415	0,158	0,077
C ₉ -арены	0,10	0,29	0,37	0,41
1,2,3-триметилбензол	0,515	0,194	0,072	0,033
м-диэтилбензол	0,315	0,176	0,079	0,040
C ₁₀ -арены	0,09	0,3	0,39	0,44
1,2-диметил-3-этилбензол	0,272	0,125	0,059	0,035
C ₁₁ -арены	0,03	0,12	0,19	0,26
1,3,5-триметил-2-этилбензол	0,965	0,682	0,355	0,199
нафталин	5,270	6,360	11,813	15,724
б-метилнафталин	2,918	3,234	4,891	7,128
а-метилнафталин	1,303	1,347	1,923	2,684
б-этилнафталин	0,067	0,020	0,045	0,109
а-этилнафталин	0,182	0,183	0,164	0,152
2-диметилнафталин	0,227	0,215	0,234	0,270
Степень конверсии, %	30,69	76,47	98,65	99,89

Таблица 3

Влияние модифицирования Н-ЦКЕ на выход продуктов конверсии ПНГ при $T=600$ °С и объемной скорости подачи сырья 240 ч⁻¹

Наименование	3% Zn	3% Cu	3% Mo	3% W
Масса газовой фазы, масс %	78,4	81	75,4	87
Масса жидкой фазы, масс %	21,6	19	24,6	13
Состав газовой фазы				
метан	41,6	50,16	45,86	36,37
этан	52,49	26,03	25,36	20,98
этилен	1,82	7,94	7,44	9,57
пропан	1,7	11,77	15,29	23,72
пропилен	0,42	3,65	4,13	5,89
и-бутан	0	0,15	0,27	0,38
н-бутан	0,02	0,2	0,33	0,5
Состав жидкой фазы				
бензол	24,227	22,44	21,472	17,949
толуол	38,005	40,02	42,863	42,987
этилбензол	0,422	2,27	2,415	2,868
п,м-ксилолы	10,667	12,56	14,124	16,075
о-ксилол	3,628	4,30	4,751	5,407
м-этилтолуол	0,013	0,04	0,081	0,085
мезителен	0,030	0,09	0,109	0,141
псевдокумол	0,158	0,83	1,019	0,622
C ₉ -арены	0,37	0,33	0,125	0,35
1,2,3-триметилбензол	0,072	0,40	0,485	1,284
м-диэтилбензол	0,079	0,25	0,311	0,307
C ₁₀ -арены	0,39	0,37	0,065	0,34
1,2-диметил-3-этилбензол	0,059	0,26	0,310	0,381
C ₁₁ -арены	0,19	0,18	2,100	0,32
1,3,5-триметил-2-этилбензол	0,355	0,82	0,989	1,020
нафталин	11,813	5,07	2,873	2,427
б-метилнафталин	4,891	3,53	2,024	1,703
а-метилнафталин	1,923	1,67	0,899	0,775
б-этилнафталин	0,045	0,01	0,008	0,009
а-этилнафталин	0,164	0,19	0,136	0,126
2-диметилнафталин	0,234	0,35	0,188	0,150
Степень конверсии, %	98,65	90,15	88,02	78,58

Таким образом, исследование цеолитных катализаторов, модифицированных наноразмерными частицами металлов: Zn, Mo, Cu и W, показало, что наиболее активными и селективными в образовании ароматических углеводородов из попутных нефтяных газов C₃-C₄ являются цеолитные катализаторы, модифицированные наноразмерными частицами металлов Zn и Mo.

Работа была выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ по ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007-2013 годы» (госконтракт № 11.519.11.5014).

Литература

1. Ерофеев В.И., Медведев А.С., Коваль Л.М. и др. Влияние УФ-активации на кислотные и каталитические свойства цеолитсодержащих катализаторов в процессе превращения прямогонных бензинов газового конденсата в высокооктановые бензины // Журн. прикладной химии. – М., 2011. – Т. 84. – Вып. 10. – С. 1668 – 1674.
2. Асаченко Е.В., Родина О.В. и др. Особенности дезактивации кислотных и Zn-содержащих катализаторов ароматизации пропана // Нефтехимия, 2008. – Т.48. – № 2. – С. 100 – 104.
3. Казанский В.Б. О механизме дегидроксилирования высококремниевых цеолитов и природе образующихся при этом льюисовских кислотных центров, 1987. – Т.28. – вып. 3. – С. 557 – 565.
4. Лимова Т.В., Неймарк И.Е. О некоторых физико-химических свойствах сверхвысококремнеземного цеолита // Коллоидный журнал. – М., 1979. – Т.41. – № 2. – С. 354 – 357.
5. Пицца М. Л. Механизмы каталитических превращений углеводородов на цеолитах // Химия цеолитов и катализ на цеолитах / Под ред. Дж. Рабо. – М.: Мир, 1980. – Т. 2. – С. 5 – 119.
6. Чукин Г.Д., Хусид Б.Л. и др. Кислотные центры и каталитическая активность высококремнеземных цеолитов // Кинетика и катализ. – М., 1987. – Т. 28. – вып. 5. – С.1211 – 1216.

КОНВЕРСИЯ АЛКАНОВ C₂-C₄ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ЦЕОЛИТСОДЕРЖАЩИХ КАТАЛИЗАТОРАХ КН-30, SUD-CHEMIE И ИК-17-М

Р.А. Трегубкин

Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В настоящее время необходимость утилизации огромных выбросов газообразных углеводородов в регионах добычи нефти и газа для улучшения и сохранения экологической обстановки и решения проблем энерго- и ресурсосбережения является актуальной задачей современной нефтехимической промышленности. До недавнего времени значительная часть углеводородных компонентов природного, попутного нефтяного и нефтезаводских газов использовались лишь в качестве технологического топлива или просто сжигалась на факелах и не находила применения для синтеза химических продуктов.

Одним из перспективных направлений рациональной переработки легкого углеводородного сырья является превращение углеводородов C₃-C₄ в алкены, арены и компоненты моторных топлив, и, кроме того, решается вопрос эффективного использования указанной фракции. Наиболее эффективными катализаторами для такого рода процессов являются цеолитные катализаторы типа ZSM-5. В связи с этим цель настоящей работы заключалась в изучении конверсии ПБФ на промышленных цеолитных катализаторах. Конверсию ПБФ на промышленных катализаторах: КН-30 и «Sud-Chemie», проводили с целью сравнения каталитических свойств с катализаторами Н-ЦКЕ-Г. При исследовании влияния температуры на состав продуктов конверсии ПБФ на катализаторе КН-30 (производство ОАО «Химконцентрат», г. Новосибирск) установлено, что степень конверсии максимальна при 650 °С и составляет 89,1 %, выход жидких углеводородов достигает своего максимума при 650 °С и составляет 14,6 мас. % (табл. 1). Выход бензола с ростом температуры увеличивается с 10,7 % при 500 °С до 31,7 мас. % при 650 °С. Среди продуктов газовой фазы суммарный выход метана и этана достигает своего максимума при 600 °С и составляет 79,6 мас. %, суммарный выход олефинов C₂-C₃ с ростом температуры процесса увеличивается с 7,2 до 16,1 мас. %.

При увеличении температуры процесса конверсии пропан-бутановой фракции с 500°С до 650°С на цеолитсодержащем катализаторе «Sud-Chemie» степень конверсии увеличивается с 36,5 до 94,7 %, выход жидких углеводородов максимален при 600 °С и составляет 10,8 мас. %. Среди продуктов газовой фазы суммарный выход метана и этана достигает своего максимума при 650 °С и составляет 78,2 мас. %, суммарный выход олефинов C₂-C₃ с ростом температуры процесса увеличивается с 7,2 до 16,1 мас. %. (табл. 2).

На катализаторе ИК-17-М (табл. 3) с ростом температуры процесса наблюдается увеличение степени конверсии от 22,45 до 94,75 % и выхода жидких продуктов реакции от 2,6 до 19,4 %.

Газообразные продукты реакции представлены в основном низкомолекулярными алканами. С ростом температуры от 500 до 650 °С наблюдается увеличение выхода метана от 3,2 до 43,4 мас. % и этана от 8,2 до 43,6 мас. %, а также снижение выхода пропана от 77,2 до 1,9 мас. %.

Жидкие продукты реакции представлены в основном БТК фракцией. В продуктах увеличивается с ростом температуры выход бензола от 7,6 до 27,3 мас. %, увеличение выхода толуола от 30,2 до 37,5 мас. %, а при 600 °С наблюдается максимальный выход 41,49 мас. % и снижается выход ксилолов от 32,55 до 10,9 мас. % и незначительное увеличение выхода нафталиновых производных от 14,82 до 17,74 мас. %. Однако при 550 °С наблюдается некий спад выхода до 6,47 мас. %.

Таблица 1

*Влияние температуры процесса на состав продуктов конверсии ПБФ на катализаторе КН-30 при
 объемной скорости подачи сырья 240 ч⁻¹*

Наименование / температура	500	550	600	650
Масса газовой фазы, мас. %	100	93,5	87,3	85,4
Масса жидкой фазы, мас. %	0	6,5	12,7	14,6
Состав газовой фазы:				
метан	5,4	14,9	30	44,7
этан	9,6	14,1	18,8	21,0
этилен	1,8	4,3	9,0	13,8
пропан	71,9	56,2	32,6	12,6
пропилен	2,1	4,0	5,9	5,9
и-бутан	2,6	1,4	0,4	0,1
н-бутан	4,1	2,1	0,6	0,1
Состав жидкой фазы:				
бензол	-	7,7	14,9	25,1
толуол	-	36,5	41,9	42,1
этилбензол	-	2,8	2,8	2,5
п,м-ксилолы	-	24,9	17,8	11,5
о-ксилол	-	8,3	6,1	4,0
м-этилтолуол	-	0,1	0,1	0,1
мезителен	-	0,2	0,2	0,1
псевдокумол	-	1,2	0,7	0,8
С ₉ -арены	-	1,7	3,1	3,0
1,2,3-триметилбензол	-	2,4	1,5	0,4
м-диэтилбензол	-	0,8	0,5	0,2
С ₁₀ -арены	-	1,5	2,0	1,5
1,2-диметил-3-этилбензол	-	0,6	0,4	0,3
С ₁₁ -арены	-	5,3	2,0	1,5
1,3,5-триметил-2-этилбензол	-	2,9	1,6	0,8
нафталин	-	1,9	1,5	2,6
б-метилнафталин	-	1,5	1,6	2,0
а-метилнафталин	-	0,7	0,7	0,9
б-этилнафталин	-	0,1	0,0	0,0
а-этилнафталин	-	0,1	0,1	0,1
2-диметилнафталин	-	0,1	0,2	0,2
Степень конверсии, %	21,5	44,1	70,59	89,12

Таблица 2

Влияние температуры процесса на состав продуктов конверсии ПБФ на катализаторе Sud-Chemie при объемной скорости 240 ч⁻¹

Наименование / температура	500	550	600	650
Масса газовой фазы, мас. %	98	91,7	89,2	90,5
Масса жидкой фазы, мас. %	2,0	8,3	10,8	9,5
Состав газовой фазы:				
метан	13,3	33,5	51,0	58,8
этан	15,7	20,0	20,0	19,4
этилен	2,5	5,3	9,4	14,0
пропан	62,1	34,0	12,8	4,0
пропилен	2,2	4,1	4,8	3,5
и-бутан	1,9	0,9	0,1	0,0
н-бутан	1,7	0,9	0,2	0,0
Состав жидкой фазы:				
бензол	10,2	11,52	24,9	35,7
толуол	34,8	37,4	39,3	33,4
этилбензол	5,5	3,6	4,0	3,4
п,м-ксилолы	17,0	20,2	11,8	6,3
о-ксилол	5,2	6,6	3,9	2,2
м-этилтолуол	0,3	0,1	0,1	0
мезителен	0,5	0,3	0,2	0,1
псевдокумол	3,8	2,4	1,3	0,7
C ₉ -арены	1,6	1,8	0,9	0,5
1,2,3-триметилбензол	2,6	3,4	1,3	0,6
м-диэтилбензол	0	0	0	0
C ₁₀ -арены	1,7	1,7	1,7	2,7
1,2-диметил-3-этилбензол	0,7	0,7	0,7	0,6
C ₁₁ -арены	3,0	3,0	3,0	1,0
1,3,5-триметил-2-этилбензол	0,4	0,2	0,1	0
нафталин	1,5	1,3	2,9	5,6
б-метилнафталин	2,2	1,9	2,4	3,2
а-метилнафталин	1,0	0,6	1,2	1,6
б-этилнафталин	0,3	0,2	0,2	0,3
а-этилнафталин	0,4	0,6	0,4	0,4
2,6-диметилнафталин	0,1	0,8	0,5	0,5
Степень конверсии, %	36,5	66,0	87,4	94,7

Таблица 3

*Влияние температуры процесса на состав продуктов конверсии ПБФ на катализаторе ИК-17-М при
объемной скорости 240 ч⁻¹*

Название / температура	500	550	600	650
Масса газовой фазы, масс %	97,4	90,9	82,9	80,6
Масса жидкой фазы, масс %	2,6	9,1	17,1	19,4
Состав газовой фазы				
метан	3,23	10,47	30,18	43,46
этан	8,2	16,41	41,31	43,64
этилен	1,41	2,57	3,29	4,64
пропан	77,26	64,23	18,39	1,9
пропилен	1,61	3,58	4,28	1,45
и-бутан	0,61	0,36	0,11	0
н-бутан	4,45	1,23	0,16	0
Состав жидкой фазы				
бензол	7,66	15,45	16,93	27,31
толуол	30,21	41,0	41,48	37,25
этилбензол	3,25	2,20	0,77	0,44
п,м-ксилолы	24,43	19,93	11,76	8,06
о-ксилол	8,12	6,73	4,00	2,84
м-этилтолуол	0,18	0,11	0,08	0,01
мезителен	0,27	0,21	0,07	0,03
псевдокумол	0,01	0,48	0,25	0,16
C ₉ -арены	0,03	0,13	0,24	0,28
1,2,3-триметилбензол	1,53	0,98	0,12	0,07
м-диэтилбензол	0,27	0,21	0,10	0,08
C ₁₀ -арены	0,03	0,13	0,24	0,28
1,2-диметил-3-этилбензол	0,25	0,20	0,09	0,06
C ₁₁ -арены	0,12	0,48	0,89	1,05
1,3,5-триметил-2-этилбензол	0,09	1,37	0,50	0,37
нафталин	7,71	3,26	6,58	10,69
б-метилнафталин	4,85	2,29	3,49	4,70
а-метилнафталин	1,77	0,75	1,30	1,96
б-этилнафталин	0,06	0,02	0,05	0,08
а-этилнафталин	0,31	0,18	0,20	0,17
2-диметилнафталин	0,31	0,19	0,22	0,22
Степень конверсии, %	22,45	49,85	87,14	94,75

На кривой ДСК для образца ИК – 17 – М (промышленный катализатор) наблюдается 2 эффекта: один эндоэффект при температуре 130 °С, связанный с потерей воды (потеря массы составила 0,80 %), и экзоэффект при температуре 643,2 °С, также сопровождающийся потерей массы 18,41 %, который связан скорее всего с выгоранием продуктов коксоотложения, находящихся в порах катализатора.

На кривой ДСК для образца КН – 30 (промышленный катализатор) наблюдается 2 эффекта: эндоэффект при температуре 95,2 °С, связанный с потерей воды (потеря массы составила 2,73 %), и экзоэффект при

температуре 609,5 °С, также сопровождающийся потерей массы 8,59 %, который обусловлен выгоранием продуктов зауглероживания, находящихся в порах катализатора. Таким образом, после исследования каталитических свойств промышленных цеолитсодержащих катализаторов: КН-30, ИК-17-М и «Sud-Chemie» установлено, что они проявляют меньшую каталитическую активность в процессе конверсии пропан-бутановой фракции в ароматические углеводороды по сравнению с цеолитсодержащими катализаторами на основе высококремнеземного цеолита Н-ЦКЕ-Г.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ по ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007-2013 годы» (госконтракт № 11.519.11.5014).

Литература

1. Лимова Т.В., Неймарк И.Е. О некоторых физико-химических свойствах сверхвысококремнеземного цеолита // Коллоидный журнал. – М., 1979. – Т.41. – № 2. – С. 354 – 357.
2. Ерофеев В.И., Медведев А.С., Коваль Л.М. и др. Влияние УФ-активации на кислотные и каталитические свойства цеолитсодержащих катализаторов в процессе превращения прямогонных бензинов газового конденсата в высокооктановые бензины // Журн. прикладной химии. – М., 2011. – Т. 84. – Вып. 10. – С. 1668 – 1674.
3. Асаченко Е.В., Родина О.В. и др. Особенности дезактивации кислотных и Zn-содержащих катализаторов ароматизации пропана // Нефтехимия, 2008. – Т.48. – № 2. – С. 100 – 104.

МОДИФИЦИРОВАННЫЕ ПЕНТАСИЛСОДЕРЖАЩИЕ КАТАЛИЗАТОРЫ ДЛЯ АРОМАТИЗАЦИИ ЭТАНА

П.В. Трушков^{1,2}

Научный руководитель научный сотрудник Л.Н. Восмеригова²

¹Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

²Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

В последние годы помимо традиционных процессов переработки нефти особое внимание привлекают новые эффективные технологии получения различных углеводородных продуктов из альтернативного сырья: газовых конденсатов, попутных газов, метана, этана. Процессы дегидроциклоолигомеризации низших алканов дают возможность получения ценных ароматических углеводородов – бензола, толуола, ксилолов и др. В табл.1 представлены данные о температуре достижения термодинамического равновесия ($\Delta GR=0$) в реакции ароматизации некоторых алканов [1].

Таблица 1

Температура достижения термодинамического равновесия в реакции ароматизации низкомолекулярных алканов

Алкан	T, °C
Метан	1075
Этан	575
Пропан	450
Изобутан	385
n-Гексан	320

Как видно из данных табл.1, термодинамическая вероятность протекания ароматизации низших алканов высока при температуре выше 400 °С для бутанов, > 500 °С для пропана и > 600 °С для этана. Значительные ресурсы этих углеводородов содержатся в попутном нефтяном газе, газовом конденсате и газообразных продуктах деструктивной переработки нефти, в том числе – факельных газах, необходимость утилизации которых обусловлена не только экономическими, но и экологическими причинами. В то время как газовый конденсат и пропан-бутановая фракция могут транспортироваться потребителю в виде обычной жидкости или жидкости под давлением, а сухой природный газ может доставляться по газопроводам, транспортировка этановой фракции является сложной технической проблемой. В большинстве случаев она экономически не выгодна, поэтому этан просто сжигается, хотя он является идеальным сырьем для прямого окисления в оксигенаты. Другим возможным направлением применения этановой фракции является ее переработка в жидкие продукты на цеолитсодержащих катализаторах типа пентасил. Свообразие каталитических свойств пентасила заключается в том, что они в водородной форме даже без добавления каких-либо промоторов, катализируют ароматизацию низших алканов с селективностью до 30 %. Для увеличения селективности ароматизации проводят химическое или термическое модифицирование пентасилов. Как правило, модифицирование цеолитов проводится методами ионного обмена и пропитки растворами солей металлов, механическим смешением с металлами или их оксидами, изоморфным замещением алюминия в решетке на другие элементы с получением элементосиликатов со структурой пентасила [2-4].

Целью настоящей работы явилось изучение закономерностей ароматизации этана на алюмосиликате структурного типа ZSM-5, модифицированном цинком.

Для приготовления Zn-содержащих цеолитных катализаторов использовали водородную форму высококремнеземного цеолита (ВКЦ) семейства пентасила с мольным отношением $\text{SiO}_2/\text{Al}_2\text{O}_3 = 40$. Цинк вводили методом пропитки цеолита водным раствором азотнокислого цинка ($\text{Zn}(\text{NO}_3)_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$). Концентрацию цинка (в пересчете на металл) в катализаторе варьировали от 0,5 до 10 % мас.

Эксперименты по изучению процесса превращения этана в ароматические углеводороды изучали на стендовой установке проточного типа при атмосферном давлении, температуре реакции 500-600 °С и объемной скорости подачи сырья 500-1200 ч⁻¹. Продукты реакции анализировали газохроматографическим методом. Для оценки каталитической активности образцов определяли степень превращения этана, выход газообразных и жидких продуктов реакции, а также рассчитывали селективность продуктов реакции.

В таблице 2 приведены данные по влиянию температуры процесса и концентрации Zn на степень конверсии этана, выход и селективность образования продуктов. Немодифицированный цеолит проявляет невысокую активность в превращении этана в ароматические углеводороды – конверсия этана при 600 °С и 500 ч⁻¹ составляет 7,5 %, а выход ароматических углеводородов всего 1,8 %. В образующихся на нем продуктах содержится большое количество метана и этилена. Введение в цеолит 0,5 % Zn приводит к значительному увеличению активности катализатора в процессе превращения этана в ароматические углеводороды. Так, при температуре реакции 600 °С для образца цеолита 0,5 % Zn/НВКЦ конверсия и выход ароматических углеводородов повышаются соответственно в 3,4 и 9 раз. При дальнейшем повышении содержания цинка в цеолите происходит рост общей активности катализатора и увеличение выхода ароматических углеводородов. Максимальные значения конверсии и выхода аренов достигаются на цеолите с добавкой 3,0 % Zn и составляют при 600 °С соответственно 56,1 и 32,2 %. Выход ароматических углеводородов увеличивается преимущественно за счет роста образования нафталиновых углеводородов. Дальнейшее повышение концентрации цинка в цеолите приводит к незначительному изменению его каталитических свойств в процессе ароматизации этана.

Для всех исследуемых образцов цеолитсодержащих катализаторов с ростом температуры процесса наблюдается увеличение степени превращения этана и выхода ароматических углеводородов (табл.2). Селективность образования ароматических углеводородов для Zn-содержащих цеолитных катализаторов при температуре реакции 600 °С составляет более 50 %.

Таблица 2

Влияние температуры процесса и концентрации цинка в цеолите на основные показатели процесса ароматизации этана на Zn-пентасилах ($W = 500 \text{ ч}^{-1}$)

Концентрация Zn, %	T, °C	X, %	Y _{АрУв} , %	S _{АрУв} , %	S _{СН4} , %	S _{С2Н4} , %
–	500	0,2	0,1	50,0	–	–
	550	1,2	0,3	25,0	41,8	18,3
	600	7,5	1,8	24,4	38,3	27,8
0,5	500	2,3	1,5	65,2	–	–
	550	9,6	6,3	65,6	–	12,5
	600	25,4	16,3	64,2	7,8	13,7
1,0	500	3,5	2,6	74,3	–	–
	550	16,4	10,4	63,4	6,1	12,5
	600	36,6	25,7	70,2	5,9	8,6
2,0	500	9,8	5,4	55,1	6,3	16,7
	550	30,7	19,5	63,5	16,5	5,7
	600	51,2	27,9	54,5	28,0	4,9
3,0	500	10,5	6,7	63,8	5,0	5,4
	550	35,0	21,6	61,7	22,2	4,4
	600	56,1	32,2	57,4	30,9	3,6
5,0	500	11,7	7,0	59,8	8,5	7,5
	550	33,3	20,1	60,4	23,6	4,2
	600	56,0	30,9	55,2	32,1	4,9
7,0	500	17,2	12,4	72,1	3,4	3,0
	550	36,1	21,1	58,4	24,1	6,5
	600	55,3	29,5	53,3	38,2	4,1
10,0	500	17,2	11,8	68,6	4,0	5,9
	550	32,6	19,2	58,9	26,2	4,3
	600	53,3	27,9	52,3	33,9	6,2

Примечание: X – степень превращения этана; Y – выход аренов; S_{АрУв}, S_{СН4}, S_{С2Н4} – селективность образования ароматических углеводородов, метана и этилена, соответственно.

Таким образом, наиболее оптимальной концентрацией цинка в цеолите является 3,0 %. Дальнейшее повышение содержания цинка в катализаторе является нецелесообразным, т.к. это не приводит к улучшению его каталитических свойств.

Исследования влияния объемной скорости подачи сырья на конверсию и состав продуктов превращения этана на образце 3,0 % Zn/НВКЦ при температуре 600 °С показали, что с ростом объемной скорости от 500 до 1200 ч⁻¹ наблюдается снижение конверсии и выхода ароматических углеводородов, в составе которых уменьшается содержание бензола и нафталиновых углеводородов, а концентрация толуола меняется незначительно. В составе газообразных продуктов уменьшается концентрация водорода, метана, и повышается содержание низших алканов и алкенов.

Катализатор 3,0 % Zn/НВКЦ был испытан на продолжительность его стабильной работы в процессе ароматизации этана на стендовой установке проточного типа. Обнаружено, что с увеличением продолжительности работы катализатора наблюдается плавное снижение конверсии этана. При этом выход ароматических углеводородов в течение 240 мин работы катализатора изменяется незначительно и составляет ~ 18-19 %, после чего наблюдается небольшое его снижение. Селективность образования ароматических углеводородов изменяется от 43 до 56 %.

Таким образом, на основании полученных результатов можно заключить, что введение в цеолит цинка повышает активность катализатора, улучшает его селективность в отношении образования ароматических углеводородов и снижает вклад нежелательных реакций, приводящих к образованию побочных продуктов. Наиболее эффективным катализатором данного процесса является цеолит, содержащий 3,0 % цинка.

Литература

1. Csicsery S.M. Dehydrocyclodimerization of butanes over supported platinum catalyst // J. Catal, 1970. – V. 17. – №1. – P. 207 – 215.
2. Восмеринова Л.Н., Рябова Н.В., Восмеринов А.В. Синтез, кислотные и каталитические свойства элементоалюмосиликатов в процессе ароматизации низших алканов. – Нефтепереработка и нефтехимия. – М., 2008. – № 2. – С. 35 – 39.
3. Дергачев А.А., Лапидус А.Л. Каталитическая ароматизация низших алканов. – Рос. хим. ж. (Ж. Рос. хим. об-ва им. Д.И. Менделеева). – М., 2008. – Т. LII. – № 4. – С. 15 – 21.
4. Лапидус А.Л., Дергачев А.А., Костина В.А., Силакова А.А. Ароматизация этана на Ga-Pt-цеолитах семейства пентасила. – Нефтехимия. – М., 2008. – Т. 48. – № 2. – С. 83 – 86.

ПОЛУЧЕНИЕ ПЛЕНКООБРАЗУЮЩИХ НА ОСНОВЕ ЖИДКИХ ПРОДУКТОВ ПИРОЛИЗА И УЛУЧШЕНИЕ ИХ СВОЙСТВ

О.Ю. Федорова, Е.В. Бокова

Научный руководитель доцент Т.Н. Волгина, ассистент А.А. Мананкова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Побочными продуктами этилен-пропиленовых производств являются так называемые «жидкие продукты пиролиза», которые представляют собой смесь насыщенных и ненасыщенных углеводородов C₅-C₁₄. Эти продукты долгое время не находили рационального применения и являлись обременительными отходами. Одним из наиболее квалифицированных и наименее затратных направлений является использование жидких продуктов пиролиза с целью получения нефтеполимерных смол.

Нефтеполимерные смолы представляют собой низкомолекулярные полимерные продукты, получаемые термической или каталитической полимеризацией. Они находят широкое применение в различных отраслях промышленности в качестве заменителей дорогостоящих и дефицитных продуктов природного и синтетического происхождения [2].

Применение нефтеполимерных смол в различных отраслях промышленности обусловлено их дешевизной, легкостью обработки и другими важными преимуществами, которыми не обладают природные материалы. Значение использования смол в производстве строительных материалов, в резиновой промышленности, в электротехнической, лакокрасочной, деревообрабатывающей промышленности и во многих других областях народного хозяйства трудно переоценить [1].

Нефтеполимерные смолы используются для получения синтетических олиф, масляно-смоляных лаков, алкидных смол, а также в качестве добавок в различные лакокрасочные композиции.

Целью данной работы является синтез и модификация нефтеполимерных смол на основе дициклопентадиеновой фракции (ДЦПДФ) жидких продуктов пиролиза [3].

Для проведения процесса полимеризации необходимо было осуществить подготовку сырья дистилляцией с целью удаления смолистых соединений, продуктов окисления и стабилизаторов. Результаты перегонки ДЦПДФ в количестве 150,7 г, проведенной при температурах от 98 до 200 °С, представлены в таблице 1.

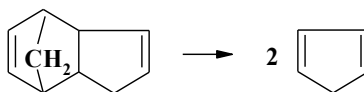
Таблица 1

Фракционный состав исходного сырья

№ фракции	1	2	3	4	5	6	7	8	Σ1–8
Ткип, оС	98–108	108–128	128–138	138–148	148–158	158–168	168–178	> 178	
Массовая доля, %	1	1,5	1,5	3	9	46	20	18	100

После окончания процесса перегонки суммарный вес отогнанных фракций составил 124,2 г, соответственно остаток равен 26,5 г. В результате проведения фракционной перегонки стало понятным, что используемая фракция является многокомпонентной и содержит различные углеводороды. Наибольший вес приходится на высококипящие углеводороды, являющиеся исходными мономерами полимеризации, такие как: стирол, α-метилстирол, дициклопентадиен.

Также при дистилляции ДЦПДФ происходит деполимеризация дициклопентадиена (содержание которого в дициклопентадиеновой фракции по данным газожидкостной хроматографии более 50 %) с образованием реакционноспособного циклопентадиена:



Циклопентадиен принадлежит к классу алициклических углеводородов с сопряженными двойными связями, обуславливающими его реакционную способность и вследствие этого, возможность использования его в самых разнообразных синтезах для получения ценных продуктов, поэтому он легко полимеризуется и сополимеризуется с различными мономерами по катионному механизму.

Перегнанную фракцию массой 115 г подвергли полимеризации при температуре 60 °С в течение 60 минут под действием $TiCl_4$ и $Al(C_2H_5)_2Cl$ (в сумме составляющие не более 1 % от массы исходного сырья) и постоянном перемешивании.

По окончании процесса смесь охладил до 30 °С и провели дезактивацию реакционной массы оксидом пропилена.

Согласно исследованиям, количество пленкообразующих веществ в полученной смоле составляет 50 %. Для исследования таких свойств, как цветность, эластичность, адгезия, толщина пленки, ее прочность и время высыхания и дальнейшей модификации, смолу после удаления на воздухе растворителя в чашках Петри растирали до мелкодисперсного состояния.

Далее полученную смолу подвергли действию комплекса окислителей, полученного при пропускании электрического тока через 40 % водный раствор серной кислоты при определенных значениях температуры, плотности тока и напряжении и состоящего из соединений, имеющих высокий окислительный потенциал (табл. 2).

Таблица 2

Окислительно-восстановительный потенциал

Окислитель	·ОН	O_3	H_2O_2	$HClO_2$	Cl_2	$S_2O_8^{2-}$	O_2
Потенциал, В	2,8	2,07	1,77	1,64	1,63	1,5	1,23

В первом случае для окисления в жидкой фазе использовали 10 мл 30 % раствора НПС_{дцпд} в толуоле, который добавляли к 20 мл 40 % серной кислоты (предварительно активированной при помощи электролиза в течение 15 мин) и выдерживали при постоянном перемешивании 40 мин.

Во втором случае 10 мл 30 % раствора НПС_{дцпд} в толуоле добавляли к 20 мл 40 % серной кислоте и в течение 40 мин проводили электролиз при температуре 18 °С, плотности тока 0,5 А/см² и напряжении 7 В.

По окончании окисления органический слой отделяли на делительной воронке и пересаждали в 125 мл этилового спирта. Пересажденную смолу отфильтровывали и сушили на воздухе и исследовали.

Известно, что введение кислородсодержащих групп в структуру непредельной смолы улучшает свойства и эксплуатационные характеристики покрытий на ее основе. Свойства исходных и модифицированных НПС_{дцпд} представлены в таблице 3.

Таблица 3

Свойства исходной и модифицированной нефтеполимерной смолы

НПС*	НПС _{дцпд}	НПС ¹ _{дцпд}	НПС ² _{дцпд}
Цвет 50 % р-ра по ЙМШ, мгJ ₂ /100 мл 0,5 н КJ	150	100	50
Растворимость в толуоле	Р	Р	Р

Примечание: * – НПС_{дцпд} – исходная НПС, НПС¹_{дцпд} – окисленная жидкофазным способом НПС, НПС²_{дцпд} – окисленная электрохимическим способом НПС.

Согласно экспериментальным данным, в результате окисления растворимость смолы в толуоле не ухудшилась, а цвет значительно улучшился, что визуально можно оценить на фотографиях твердых образцов НПС.

В таблице 4 представлены свойства покрытий на основе модифицированных смол, которые претерпели некоторые изменения в сравнении с исходными смолами.

Таблица 4

Свойства покрытий НПС при толщине пленки 10–15 мкм

НПС	Внешний вид	Адгезия (стекло/металл), балл		Эластичность, мм	Прочность при ударе, см	Твердость (стекло/металл), кг		Высыхание «от пыли», с
		МРН*	МПН*					
НПС _{дцпд}	матовая, ровная, гладкая	3/2	3/3	20	< 3	0,2	0,2	40
НПС ¹ _{дцпд}	глянцевая, ровная, гладкая	4/4	4/4	16	<3	0,2	0,2	5
НПС ² _{дцпд}	глянцевая, ровная, гладкая	3/3	3/3	12	<3	0,2	0,2	8

Примечание: * – МРН – метод решетчатых надрезов, МПН – метод параллельных надрезов.

После окисления НПС_{дцпд} такие свойства, как прочность при ударе и твердость не изменились. Однако внешний вид плёнок улучшился, поверхность стала более гладкой и глянцевой. Так же повысилась их эластичность, и уменьшилось время высыхания «от пыли».

Таким образом, методом фракционной перегонки установили, что основными мономерами исследуемой фракции являются – цикло-, дициклопентадиен и стиролы, а выход НПС, полученной под действием $TiCl_4$ и $Al(C_2H_5)_2Cl$, составил 50 %. Модификация НПС комплексным окислителем, генерируемым электрохимическим путем в 40 % серной кислоте, улучшила эксплуатационные характеристики как самой смолы, так и покрытий на ее основе.

Литература

1. Алиев В.С., Альтман Н.Б. Синтетические смолы из нефтяного сырья. – М.: Химия, 1965. – 156 с.
2. Думский Ю. В. Нефтеполимерные смолы. – М.: Химия, 1988. – 200с.
3. Жечев С. С, Манеров В. Б., Каверинский В. С, Лившиц Р. М. Применение нефтеполимерных смол в пленкообразующих композициях // Лакокрасочные материалы и их применение. – Ярославский филиал ГИПИ ЛКП. – Ярославль, 1983. – № 1. – С. 15 – 20.

ПРОЦЕСС КОНВЕРСИИ ПРЯМОГОННЫХ БЕНЗИНОВЫХ ФРАКЦИЙ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА МЫЛЬДЖИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ВЫСОКОКТАНОВЫЕ БЕНЗИНЫ НА ЦЕОЛИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРАХ, МОДИФИЦИРОВАННЫХ БИНАРНЫМИ СИСТЕМАМИ ОКСИДОВ SN(III) И V (III); SN (III) и V (V)

И.С. Хомяков¹, Е.Ю. Матвеева¹

Научные руководители профессор В.И. Ерофеев¹, доцент Л.А. Егорова²

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия,

²Национальный исследовательский Томский государственный университет, г.Томск, Россия

В настоящее время основным направлением развития каталитических процессов в нефтепереработке и нефтехимии является создание новых катализаторов и технологий на их основе для получения ценных химических продуктов из попутных газов нефтедобычи, природного газа и газового конденсата. Для осуществления этих процессов наиболее перспективными являются цеолитсодержащие катализаторы.

В настоящее время наибольшее применение получили цеолиты типа MFI, которые благодаря своей уникальной микропористой структуре и молекулярно-ситовым свойствам проявляют высокую активность и селективность в реакциях дегидрирования, крекинга, изомеризации, олигомеризации и дегидроциклизации различных углеводородов.

Процесс превращения прямогонных бензинов (ПБ) на цеолитных катализаторах выгодно отличается от классического риформинга тем, что он позволяет получать высокооктановые бензины марок «Евро-4 и 5» с низким содержанием бензола (не более 1-2 %), суммарным содержанием ароматических углеводородов (не более 25-30 %) и серы – не более 0,05 – 0,10 мас. %. Также для процесса цеоформинга не требуется предварительная гидроочистка углеводородного сырья.

Целью данной работы является исследование процесса превращения прямогонных бензинов газового конденсата Мыльджинского месторождения Томской области в высокооктановые бензины марок «Евро-4 и 5» на цеолитных катализаторах, модифицированных бинарными системами оксидов $\text{Sn}_2\text{O}_3 + \text{V}_2\text{O}_5$ и $\text{Sn}_2\text{O}_3 + \text{V}_2\text{O}_5$.

Высококремнеземные цеолиты получали из щелочных алюмокремнегелей при 175-185 °С в течение 2-4 суток с использованием органической структурообразующей добавки гексаметилендиамина в качестве темплата. По данным ИК-спектроскопии и рентгенофазового анализа синтезированные цеолиты соответствуют высококремнеземным цеолитам типа MFI (ZSM-5).

Исследования по превращению ПБ газового конденсата Мыльджинского месторождения проводили на цеолитных наноконструктивных катализаторах на проточной каталитической установке со стационарным слоем катализатора в области 350 - 550 °С, объемной скорости подачи сырья 2 ч⁻¹ и атмосферном давлении. Анализ газообразных и жидких продуктов процесса превращения ПБ газового конденсата проводили газохроматографическим методом.

Анализ газообразных углеводородов проводили на набивной колонке из нержавеющей стали (длина 3м, внутренний диаметр 3 мм), наполненной 5 % NaOH на Al_2O_3 (фракция 0,25-0,50 мм), жидких углеводородов – на капиллярной колонке из кварцевого стекла (100 м x 0,25 мм x 0,25 мкм) с нанесенной неподвижной фазой ZB-1. Количественный анализ газообразных и жидких продуктов процесса превращения ПБ проводили газохроматографическим методом на аппаратно-программном комплексе на базе газового хроматографа «Хроматэк-Кристалл 5000» исп.1 с помощью программы обработки «Хроматэк-Аналитик». Погрешность определения газообразных и жидких углеводородов газохроматографическим методом составляет ±2,5 %. По фракционному составу газовый конденсат Мыльджинского месторождения имеет следующие характеристики: начало кипения – 31 °С, 82 об. % конденсата выкипает при 200 °С и конец кипения - 297 °С, потери и остаток - 10 об. %. По групповому углеводородному составу прямогонная бензиновая фракция н.к. - 195 °С состоит из 35 % н-алканов, 40 % - изоалканов, 20 % - нафтенов и 4 % - аренов. Октановое число прямогонной бензиновой фракции н.к.-195 °С газового конденсата Мыльджинского месторождения составляет 65 пунктов по ИМ.

За меру каталитической активности катализатора берется количество образовавшихся ароматических углеводородов. Исследования влияния температуры позволили установить, что с ростом температуры процесса с 350 до 425 °С и объемной скорости подачи ПБ 2 ч⁻¹ сохраняется тенденция уменьшения выхода высокооктановых бензинов из ПБ падает на всех катализаторах за счет повышения глубины превращения углеводородов сырья. На чистом ЦКЕ-Г выход катализата падает с 65,14 при 350 до 54,88 % при 425 °С. В первую очередь, повышается выход газообразных продуктов с 34,86 % при 350 °С до 45,12 % при 425 °С, в основном, парафинов C_3 - C_4 , а выход аренов C_6 - C_9 в жидких продуктах реакции увеличивается с 24,05 % до 33,29 %. Среди аренов преобладают толуол и ксилолы, выход бензола и олефинов C_{5+} с ростом температуры процесса повышаются с 1,32 % и 0,98 % при 350 °С до 2,92 и 1,73 % при 425 °С, соответственно. Выход нафтеновых, н-, изо-парафиновых углеводородов C_{5+} с ростом температуры реакции снижается (таблица).

Среди газообразных продуктов процесса превращения ПБ преобладают, в основном, пропан и бутаны, которые могут быть использованы на получение товарных сжиженных пропан-бутановых газов для топливных целей или в качестве исходного углеводородного сырья для процессов нефтехимии и газохимии. Их суммарный выход достигает 90-95 %. С ростом температуры процесса с 350 до 425 °С выход пропана среди газообразных продуктов увеличивается с 47,75 до 51,19 %.

Из представленных катализаторов наибольшей каталитической активностью обладает образец 96,2% Н-ЦКЕ + (3% Sn_2O_3 + 0.8% V_2O_5). Выход аренов на этом катализаторе максимальный и составляет 23 и 34 % при 350 и 425 °С, соответственно. Выход катализата падает с 75% при 350 °С до 57 % при 425 °С. На данном катализаторе бензин марки Евро-4 получается уже при 350 °С с выходом целевого продукта 75 %, тогда как на исходном Н-ЦКЕ бензин Евро-4 получается при 375 °С с выходом целевого продукта лишь 63 %.

В целом использование модифицирующей добавки позволяет получать высокооктановые бензины марок АИ-92-98 при температурах на 20–30 °С ниже по сравнению с процессом превращения прямогонных бензинов газового конденсата на чистом цеолитном катализаторе.

Также важно отметить, что даже при максимальной температуре процесса 425 °С выход бензола составляет не более 2,5 %, а суммарное содержание ароматических углеводородов не превышает 35 %, что позволяет получать высокооктановые бензины марок «Евро-4 и 5» на всех исследуемых катализаторах.

Таблица

Состав продуктов превращения прямогонного бензина газового конденсата на катализаторах: Н-ЦКЕ (1), 96,2% Н-ЦКЕ + (3% Sn_2O_3 + 0.8% V_2O_5) (2), 96,8% Н-ЦКЕ + (3% Sn_2O_3 + 0,2% V_2O_5) (3) при 2 ч⁻¹

Наименование	1				2				3			
	350 °С	375 °С	400 °С	425 °С	350 °С	375 °С	400 °С	425 °С	350 °С	375 °С	400 °С	425 °С
Газовая фаза, мас. %	34,86	36,82	42,89	45,12	24,74	32,48	38,27	43,11	26,86	28,29	33,92	39,00
Жидкая фаза, мас. %	65,14	63,18	57,11	54,88	75,26	67,52	61,73	56,89	73,14	71,71	66,08	61,00
Состав газовой фазы, %:												
Метан	0,27	0,53	0,95	1,61	0,19	0,34	0,52	0,91	0,17	0,33	0,54	0,95
Этан	0,94	1,54	2,35	3,53	0,95	1,49	2,08	3,24	0,89	1,34	2,06	3,12

Наименование	1				2				3			
Этилен	0,32	0,63	0,94	1,32	0,45	0,58	0,99	1,28	0,49	0,39	1,16	1,49
Пропан	56,90	57,57	58,55	59,30	57,01	58,81	57,07	58,94	56,55	60,13	57,76	58,30
Пропилен	0,79	1,48	2,01	2,72	1,05	1,33	2,19	2,56	1,14	0,86	2,61	3,14
Изо-бутан	21,09	19,56	18,18	16,04	21,78	20,47	19,62	17,44	21,61	20,04	19,11	17,44
Н-бутан	18,74	17,19	15,24	13,32	17,76	16,05	15,99	13,94	18,28	16,28	15,09	13,76
Изо-бутен	0,86	1,31	1,55	1,85	0,82	0,94	1,54	1,67	0,86	0,62	1,65	1,80
Состав жидкой фазы, %:												
Арены	21,75	23,37	26,71	26,66	22,99	29,28	29,10	33,95	24,12	26,03	29,75	33,87
бензол	1,19	1,48	2,04	2,04	1,04	1,65	2,03	2,42	1,11	1,37	1,98	2,44
Изопарафины	42,85	41,80	40,71	40,65	35,18	33,65	33,91	31,54	35,32	34,44	33,26	31,44
Нафтены	18,81	19,08	18,01	17,98	27,05	25,18	26,07	24,28	26,18	26,40	24,24	23,61
Парафины	15,60	14,52	13,26	13,41	13,38	10,49	8,94	8,08	13,12	11,33	10,81	8,90
Олефины	0,98	1,23	1,30	1,31	1,40	1,41	1,98	2,15	1,26	1,80	1,95	2,18
Октановое число (ИМ)	92,30	94,72	96,66	95,49	94,06	96,49	97,49	98,54	94,69	94,84	97,22	98,88

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ по ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007-2013 годы» (госконтракт № 11.519.11.5014).

Литература

1. Пат. 2313488 РФ, МКИ С 01 В 39/48. Синтетический цеолит и способ его получения//Ерофеев В.И., Коваль Л.М. (РФ). – № 2006113868/15. Заявлено 24.04.2006. Оpubл. 27.12.2007. Бюл. № 36. – 8 с.
2. Коваль Л.М., Коробицина Л.Л., Восмериков А.В. Синтез, физико-химические и каталитические свойства высококремнеземных цеолитов. – Томск, 2001. – 50 с.
3. Коробицина Л.Л., Величина Л.М., Антонова Н.В. и др. Физико-химические и каталитические свойства железосодержащих цеолитов // Журн. физ. химии. – М., 1997. – Т. 71. – № 1. – С. 60 – 63.

КИСЛОТНЫЕ И КАТАЛИТИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ЦЕОЛИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ, МОДИФИЦИРОВАННЫХ ГЕТЕРОПОЛИСОЕДИНЕНИЯМИ MO И W И НАНОПОРОШКАМИ МЕТАЛЛОВ MO И W, В КОНВЕРСИИ ПРЯМОГОННЫХ БЕНЗИНОВ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА В ВЫСОКООКТАНОВЫЕ КОМПОНЕНТЫ БЕНЗИНА

И.С. Хомяков, А.М. Карпова

Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Россия располагает значительными запасами нерационально используемого углеводородного сырья, которое может стать источником получения дополнительного количества ценных продуктов. В качестве таких источников можно рассматривать природный и попутный газы, уголь, нефтяные остатки и т.п. До недавнего времени значительная часть углеводородных компонентов природного и попутного нефтяных газов использовалась только в качестве технологического топлива или просто сжигалась на факелах и не находила применения для синтеза химических продуктов.

В связи с принятием Правительством Российской Федерации в 2008 году специального технического регламента «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту», активно ведутся работы по созданию новых безотходных высокоэффективных технологий по комплексной переработке легкого углеводородного сырья, природного и попутного нефтяных газов, газовых конденсатов в низшие олефины C₂–C₄, ароматические углеводороды и высокооктановые бензины.

Важнейшей задачей является необходимость введения в стране европейских требований к экологическим параметрам к получаемым бензинам, в частности, предполагается, что выпуск автомобильного бензина стандарта «Евро-3» допускается до 31 декабря 2011 года, класса «Евро-4» — до 31 декабря 2014 года, после чего должны вырабатываться только топлива категории 5.

Наиболее перспективным для решения данной проблемы является процесс каталитической переработки прямогонных бензинов в высокооктановые бензины на цеолитных катализаторах. В качестве катализаторов в данном процессе широкое применение получили цеолиты типа MFI, которые благодаря своей уникальной микропористой структуре и молекулярно-ситовым свойствам проявляют высокую активность и селективность в реакциях дегидрирования, крекинга, изомеризации, олигомеризации и дегидроциклизации различных углеводородов. Путем модифицирования катализаторов различными веществами и способами можно менять их каталитическую активность.

В данной работе приведены результаты исследований каталитической активности высококремнеземных цеолитов, модифицированных гетерополисиодинениями (ГПС) и нанопорошками вольфрама и молибдена в количестве 1 %. ВКЦ получали из щелочных алюмокремнегелей при 175-180 °С в течении 2-4 суток с использованием гексаметилендиамина в качестве органической структурообразующей добавки. После синтеза полученные порошки цеолитов промывали водой, сушили при 105-110 °С в течение 4-6 ч и прокаливали при 600 °С 6-8 ч [1].

Цеолитсодержащие нанокомпозитные катализаторы были получены путем механохимического смешения высококремнеземного цеолита с 1% наноразмерных порошков металлов: Мо и W в шаровой вибромельнице в течение 12 ч. Катализаторы, модифицированные ГПС, получали следующим образом. Цеолитная матрица пропитывалась раствором ГПС состава $[Co(H_3ViM_{12}O_{40}) \cdot 13H_2O]12H_2O$ (где М – либо W, либо Мо) в соляной 0,1 М кислоте. Расчет количества пропиточного раствора производился по атомам W и Мо. Пропитка раствором ГПС проводилась в течение 2 ч при комнатной температуре. Затем цеолит выдерживали в сушильном шкафу при 110 °С в течение 2 ч и прокаливали в токе воздуха в муфельной печи при 400 °С в течение 3 ч. По данной методике были получены образцы цеолитсодержащего катализатора с содержанием ГПС в расчете на W и Мо в количестве 1 %.

За меру каталитической активности катализатора берется содержание ароматических углеводородов в катализате. На рисунке представлена графическая зависимость выхода аренов от температуры процесса. Из рисунка видно, что при сравнении катализаторов, модифицированных нано порошками металлов и гетерополисиодинениями между собой соответственно, большую каталитическую активность показывают образцы с модификаторами, содержащими вольфрам.

Максимальную каталитическую активность проявляет образец, модифицированный ГПС 1% W. На данном катализаторе, выход аренов составляет 21,59 % при 350 °С и 33,8 % при 425 °С. Таким образом, бензин марки Евро-4 (ОЧ=94) получается уже при 350 °С с выходом целевого продукта 67,5 %.

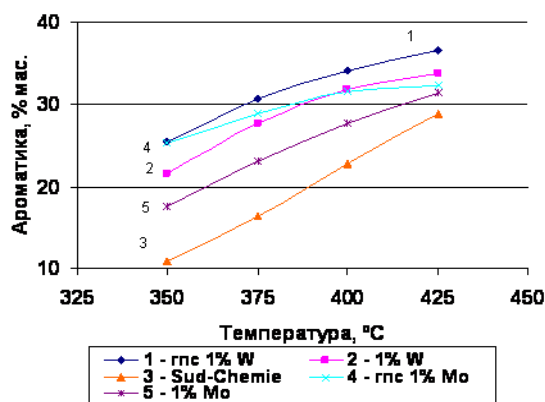


Рис. Зависимость выхода аренов от температуры процесса

Таблица

Кислотные свойства катализаторов

катализатор	T _{max} , С		E _{дес} , кДж/моль		к.к.ц., мкмоль/г		
	I	II	I	II	I	II	общее
Н-ЦКЕ-Г	198	400	60	88	394	197	587
Н-ЦКЕ-Г +Mo1%	205	402	62	90	380	152	532
Н-ЦКЕ-Г +W 1%	201	424	62	98	509	145	654
Н-ЦКЕ-Г +ГПС Мо 1%	192	428	62	94	459	163	622
Н-ЦКЕ-Г +ГПС W 1%	207	430	64	94	545	172	717

Кислотность катализаторов измеряли методом термопрограммированной десорбции аммиака. Для цеолитных катализаторов характерно наличие двух пиков десорбции. Для всех катализаторов характерно

наличие двух пиков на ТПД профиле. Низкотемпературный пик соответствует преимущественно кислотным центрам Льюиса, а высокотемпературный – кислотным центрам Бренстеда. Из данных таблицы видно, что исходный катализатор Н-ЦКЕ-Г имеет 394 мкмоль/г кислотных центров Льюиса и 197 мкмоль/г кислотных центров Бренстеда.

При модифицировании ВКЦ гетерополисоединениями во всех случаях наблюдается увеличение общей концентрации кислотных центров (ккц), в образце с 1% W она достигает максимума и составляет 717 мкмоль/г, тогда как у исходного цеолита обобщая ккц составляет 587 мкмоль/г. У всех катализаторов наблюдается увеличение количества кислотных центров Льюиса и снижение концентрации центров Бренстеда.

Максимальное количество центров Льюиса так же у образца с 1% W, и по сравнению с исходным цеолитом она увеличивается с 394 до 545 мкмоль/г. При модифицировании катализатора 1% нано порошка Mo происходит уменьшение концентрации кислотных центров. При введении 1 и 3 % нано порошка W обобщая концентрация кислотных центров возрастает. При этом стоит отметить, что концентрация центров Льюиса возрастает, а центров Бренстеда уменьшается. Такой характер изменения кислотных свойств цск, модифицированных вольфрамом и молибденом, можно, по-видимому, объяснить на основании электронного строения этих элементов. Рассмотрим внешний электронный уровень: у Mo $4d55s1$, у W $5d46s2$.

Таким образом, у Mo на внешнем электронном уровне на каждой орбитали имеется по одному электрону. Но у W, в отличие от Mo, есть полностью заполненный 4f подуровень, который энергетически располагается между подуровнями 6s2 и 5d4, что в свою очередь мешает переходу одного электрона с 6s2 подуровня на 5d4 подуровень [2]. Следовательно, у атома вольфрама имеется одна вакантная орбиталь на 5d подуровне, в результате чего атомы W могут выступать в качестве кислотных центров Льюиса. Поэтому при модифицировании цеолитного катализатора нанопорошком вольфрама концентрация центров Льюиса возрастает, а центров Бренстеда уменьшается за счет экранирования. Гетерополисоединения обладают упорядоченной структурой, несколько напоминающей структуру цеолитов.

В результате чего при модифицировании катализатора они могут не просто распределяться по поверхности цеолита, но и проникать внутрь цеолитной матрицы. Поэтому их влияние на цеолитные катализаторы более сложное, чем в случае с нано порошками металлов, и точного представления о том, в каком виде находится ГПС после модифицирования цеолита, нет. Однако, исходя из данных, что ГПС состава $[Co(H3VIM12O40)] \cdot 13H2O$ [12H2O, где M – Mo и W, устойчивы до температуры 550 °С, и в процессе модифицирования цеолита ГПС температура не превышала 400 °С, можно сделать вывод, что скорее всего при модифицировании цеолита не происходит распад ГПС.

Наличие большого количества центров Льюиса в цеолитном катализаторе объясняет более высокую каталитическую активность катализатора, модифицированного ГПС 1% по W, так как основной вклад в каталитическую активность модифицированных цеолитов типа ZSM-5 в ароматизации низших алканов вносят именно льюисовские кислотные центры, формирующиеся в результате промотирования цеолитов различными металлами. Эти центры способны активировать молекулы низших алканов и алкенов и ускорять дегидрирование этих углеводородов за счет электроноакцепторных свойств апротонного центра [3].

Работа была выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ по ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007-2013 годы» (госконтракт № 11.519.11.5014).

Литература

1. Пат. 1527154, РФ, МПК С 01 В 33/28. Способ получения высококремнеземного цеолита ZSM-5 // Ерофеев В.И., Антонова Н.В., Рябов Ю.В., Коробицина Л.Л. – №4329130/31-26. Заявлено. 17.11.1987; Опубл. 07.12.1989.
2. Коваль Л.М., Коробицина Л.Л., Восмериков А.В. Синтез, физико-химические и каталитические свойства высококремнеземных цеолитов. – Томск, 2001. – 50 с.
3. Угай Я.А. Общая и неорганическая химия. – М.: Высшая школа, 2004. – 526 с.

ПЕРЕРАБОТКА ПРЯМОГОННОЙ БЕНЗИНОВОЙ ФРАКЦИИ НЕФТИ НА ЦИРКОНИЙ- И НИОБИЙСОДЕРЖАЩИХ ЦЕОЛИТАХ

А.Н. Шамсутдинова¹

Научные руководители старший научный сотрудник Л.М. Величина¹, доцент Л.П. Госсен²
¹Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия
²Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Введение полизарядных катионов металлов в исходный алюмокремнегель при синтезе цеолитов типа ZSM-5 дает возможность для изменения химического состава анионной части кремнекислородного каркаса. От природы введенного катиона зависит величина нескомпенсированного заряда анионной части алюмосиликата, а следовательно, сила кислотных центров и каталитическая активность синтезированных элементоалюмосиликатов.

Процесс переработки низкооктановых прямогонных бензинов в высокооктановые основан на способности цеолитов группы пентасилов превращать низкооктановые углеводороды бензиновых фракций (парафины и нафтены) в высокооктановые (арены и углеводороды изостроения).

В работе исследованы цеолитные катализаторы с силикатным модулем 80, полученные гидротермальным синтезом в лабораторных условиях, модифицированные катионами Nb^{5+} и Zr^{4+} , а также ниобий-циркониевый цеолит, содержащий 20 % масс. $\gamma-Al_2O_3$ в качестве связующего вещества.

Облагораживанию была подвергнута бензиновая фракция (35-180 °С) нефти Усинского месторождения (Республика Коми) состава (% масс.): n-алканы – 10,9; изоалканы – 47,9; алкены - 3,1; циклоалканы – 11,1; арены – 24,1. Нефть Усинского месторождения является тяжелой высоковязкой, поэтому октановое число прямогонного бензина, полученного из неё, довольно высоко и составляет 76 пунктов.

Одной из важных характеристик цеолитных катализаторов является их кислотность, измеренная по адсорбции молекул-зондов, обладающих основностью. В данной работе кислотные свойства цеолитов определяли методом термопрограммированной десорбции (ТПД) аммиака.

Каталитическую активность приготовленных образцов измеряли в установке проточного типа со стационарным слоем катализатора объемом 4 см³. Испытания проводили при атмосферном давлении, температуре реакции 340-400 °С и объемной скорости подачи сырья 2 ч⁻¹.

Продукты реакции анализировали газохроматографическим методом. Октановые числа исходного сырья, газообразных и жидких продуктов определяли расчетным (на основе данных газовой хроматографии) методом. Газ и жидкость анализировали по отдельности. Кислотные свойства исследованных образцов, определенные методом ТПД аммиака, показаны в таблице 1.

Таблица 1

Данные ТПД аммиака для цеолитсодержащих катализаторов

№ п/п	Образец	Т max пика, °С		Концентрация кислотных центров, мкмоль/г		
		1	2	1	2	сумма
1	0,5% Nb ₂ O ₅ :2,5% ZrO ₂ /ZSM-5	165	390	302,5	173,2	475,7
2	0,5% Nb ₂ O ₅ :2,5% ZrO ₂ /ZSM-5 / 20% $\gamma-Al_2O_3$	195	395	306,7	211,6	518,3
3	3% ZrO ₂ /ZSM-5	175	390	390,6	224,7	615,3

Образец 0,5 % Nb₂O₅:2,5 % ZrO₂/ZSM-5 (M=80) имеет концентрацию низкотемпературных (температура максимума пика 165 °С) кислотных центров 302,5 мкмоль/г, что значительно превышает концентрацию кислотных центров 2 типа (T_{max}=390 °С), составляющую 173,2 мкмоль/г.

Введение 20 % мас. связующего вещества способствует значительному (на 30 градусов) увеличению силы кислотных центров 1 типа, что, возможно, связано с адсорбцией NH₃ на $\gamma-Al_2O_3$, сила центров 2 типа практически не изменилась. Суммарная концентрация после введения связующего вещества незначительно увеличилась за счёт высокотемпературных кислотных центров.

При введении 3 % мас. ZrO₂ в исходный цеолит на стадии гидротермального синтеза значительно увеличилось количество низкотемпературных центров, что свидетельствует об изоморфном замещении части катионов Al³⁺ кристаллической решётки цеолита на катионы Zr⁴⁺, обладающие меньшей кислотностью.

Выявленные различия в кислотности изученных образцов должны сказаться на их каталитической активности в процессе переработки прямогонной бензиновой фракции нефти Усинского месторождения. В таблице 2 приведены результаты каталитических испытаний.

Максимальную концентрацию в образующихся углеводородных газах имеет пропан, наибольшее его количество образуется на катализаторах 0,5% Nb₂O₅:2,5% ZrO₂/ZSM-5 (M=80) и 3,0 % ZrO₂ (M=80)/ZSM-5. На образце со связующим веществом содержание пропана, наоборот, минимальное, но при этом высок выход н-бутана. На этом катализаторе также наблюдается максимальный выход алкенов, представленных, в основном, бутеном.

Основными жидкими продуктами реакции превращения прямогонной бензиновой фракции Усинской нефти на цеолитсодержащем ниобий-циркониевом катализаторе являются изоалканы (их выход составляет более 40 % масс.) и арены (их выход от ~30 до ~40 % масс.).

В зависимости от температуры процесса количество алканов нормального строения в жидких продуктах реакции изменяется в ходе реакции незначительно: от ~10 до ~7 % мас. Концентрация циклоалканов сопоставима с выходом углеводородов нормального строения, с увеличением температуры процесса она несколько снижается. В жидких продуктах реакции присутствует небольшое количество растворенных газов, представленных в основном алканами C₁-C₄. Ароматические углеводороды состоят из бензола, толуола, этилбензола (орто-, пара-ксилолов) и алкилбензолов (изопропилбензол, пропилбензол).

Наибольшую концентрацию из этих углеводородов имеют ксилолы и толуол, с увеличением температуры процесса выход всех названных ароматических углеводородов увеличивается, что связано с интенсификацией реакции ароматизации на кислотных центрах цеолитсодержащих катализаторов. Углеводороды изостроения представлены всеми алканами от изобутилена до изодекана.

Таблица 2

Влияние температуры процесса на состав и выход газообразных продуктов реакции превращения прямогонной бензиновой фракции Усинской нефти

Продукты, % масс.	Катализатор*											
	1				2				3			
	Температура реакции, °С											
	340	360	380	400	340	360	380	400	340	360	380	400
Газообразные:												
Алканы C ₄	90,2	92,2	91,0	90,2	61,3	64,3	68,3	68,2	88,4	92,0	92,7	91,6
Алкены C ₄	6,9	3,0	3,7	4,2	20,2	18,1	20,8	21,5	6,5	5,0	4,0	4,3
Сумма C ₄	97,1	95,2	94,7	94,4	81,5	82,4	89,1	89,7	94,9	97,0	96,7	95,9
Н-алканы C ₅₊	1,4	1,7	1,9	2,0	7,6	7,9	5,4	4,1	1,7	1,0	0,9	1,0
Изоалканы C ₅₊	1,5	3,1	3,4	3,6	10,9	9,7	5,5	6,2	3,5	2,0	2,4	3,1
Сумма C ₅₊	2,9	4,8	5,3	5,6	18,5	17,6	10,9	10,3	5,1	3,0	3,3	4,1
Жидкие:												
Алканы C ₄	8,4	10,0	9,4	6,8	7,6	7,6	6,6	10,6	6,1	7,8	7,1	7,0
Алкены C ₄	0,1	0,3	0,2	0,1	0,2	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2
Сумма C ₄	8,5	10,3	9,6	6,9	7,8	7,7	6,7	10,8	6,2	8,0	7,3	7,2
Н-алканы C ₅₊	8,1	8,8	7,8	8,1	8,5	8,4	7,1	6,6	8,3	8,1	8,2	7,4
Изоалканы C ₅₊	39,8	37,8	37,6	38,2	40,9	38,8	40,2	36,1	42,6	40,4	39,8	39,8
Алкены C ₅₊	1,7	2,2	1,7	1,5	2,0	1,9	2,3	1,4	3,2	2,7	2,0	2,4
Цикло C ₅₊	8,6	8,4	7,8	8,8	8,2	8,5	6,6	9,2	8,9	8,5	8,9	9,1
Арены	33,3	32,5	35,5	36,5	32,6	34,8	37,1	35,9	30,8	32,3	33,7	34,1
Сумма C ₅₊	91,5	89,7	90,4	93,1	92,2	92,3	93,3	89,2	93,8	92,0	92,7	92,8
Октановое число	86	85	87	88	85	86	88	88	84	85	85	86
Выход бензина, %	93	93	91	90	97	94	91	91	95	92	90	88

Примечание. Порядковый номер катализатора соответствует таблице 1.

Характерной особенностью является увеличение выхода изоалканов с большей молекулярной массой: если для изобутанов выход не превышает ~2 % масс., то для изодеканов он составляет уже более 20 % масс. С увеличением температуры процесса эта зависимость не изменяется, хотя суммарная концентрация изоалканов несколько снижается. Содержание ненасыщенных углеводородов в жидких продуктах реакции незначительно и составляет от ~1,5 до ~3 % масс.

При повышении температуры процесса от 340 до 400 °С октановое число катализаторов, рассчитанное на основе хроматографических данных, повышается с 84 до 88 пунктов. При этом выход жидких продуктов остается достаточно большим, хотя и снижается с 95 до 88 % вследствие реакции термического крекинга.

При добавлении связующего вещества в концентрации 20 % масс. выход катализата на этом образце при температуре 320-360 °С немного увеличился по сравнению с данными, полученными на катализаторе без связующего. Количество ароматических углеводородов увеличилось на 2-3 % масс., в результате этого октановое число катализата возросло на 1-3 пункта, что согласуется с данными, полученными методом ТПД аммиака, показавшими увеличение силы и количества кислотных центров при введении оксида алюминия.

Замещение в цеолите части Zr⁴⁺ на Nb⁵⁺ способствовало протеканию реакции в более мягких условиях, о чём свидетельствует увеличение выхода катализата, в котором несколько снижается содержание ароматических углеводородов, и октановые числа этих бензинов уменьшаются на 1-2 пункта по сравнению с ниобий-циркониевым катализатором.

Таким образом, облагораживание прямогонной бензиновой фракции нефти Усинского месторождения на катализаторе ZSM-5, модифицированном оксидами Nb₂O₅ и ZrO₂, позволило повысить октановые числа полученных бензинов с 76 до 88 пунктов при высоком выходе катализата.

Превращению, в основном, подверглись нормальные алканы и циклоалканы, их концентрация в продуктах реакции уменьшилась по сравнению с прямогонной бензиновой фракцией нефти, и они превратились в такие высокооктановые компоненты, как арены и изоалканы.

Проведенные исследования показали, что для данного вида сырья температура не оказывает большого значения и повышать её выше 400 °С нецелесообразно. Бензины требуемого качества образуются уже в интервале 340-380 °С. Полученные высокооктановые бензины характеризуются повышенным содержанием углеводородов изостроения, что улучшает их экологические свойства, и концентрацией аренов, соответствующей современным требованиям.

HYDROCRACKING OF VEGETABLE OIL USING BIFUNCTIONAL, POROUS CATALYST SYSTEMS

O. Busse¹, K. Rauchle¹, H. Toufal²

Der wissenschaftliche Beirat professor W. Reschetilowski

¹*Institut für Technische Chemie, Technische Universität Dresden D-01062 Dresden, Germany*

²*Süd-Chemie Zeolites GmbH, D-06803 Bitterfeld-Wolfen, Germany*

Increasing emissions of the greenhouse gas carbon dioxide as well as a limited availability of fossil resources require the investigations of renewable resources for the fuel and chemical industry. The use of vegetable oils as a renewable raw material could be an offering strategy to cover these requirements.

The high energy content of vegetable oils and their good compatibility to the infrastructure of the petrochemistry underline their suitability as substitutions of fossil resources. The aim of the present work is to examine the hydrocracking reaction of the model substance ethyl laurate using different bifunctional mesoporous catalyst systems, as a primary conversion step in the utilization of vegetable oils.

Al-MCM-41 and the mixed system Al-MCM-41/ZSM-5 were synthesized using the templates hexadecyltrimethylammonium bromide and tetrapropylammonium bromide according to literature [1]. After thermal removal of the template the resulting materials were converted from Na-form to the acidic H-form by ion exchange using an aqueous solution of ammonium nitrate and subsequent calcination.

The incorporation of the metals nickel and molybdenum was realized via wet impregnation method. The obtained catalyst samples were analyzed by physico-chemical characterization methods and their catalytic properties investigated in the hydrocracking reaction of ethyl laurate in an integral reactor.

The product mixture consisted of organic liquid products (OLP), gaseous products, water and coke. The catalytic results demonstrate that NiMo/(Al-MCM-41/ZSM-5) have an improved catalytic activity for hydrocracking of ethyl laurate with conversions up to 100% at 500°C compared to NiMo/MCM-41.

The main products could be identified as propene, isobutene, ethene, aromatic compounds, n-alkanes and their isomers. The selectivity of the formation of the aromatic compounds benzene, toluene and xylene in the OLP was enhanced using the NiMo/(Al-MCM-41/ZSM-5) mixed system in comparison to NiMo/Al-MCM-41.

Informationsmaterial

1. Karlsson A., Stöcker M., Schmidt R. // Microporous and Mesoporous Materials, 1999. – V.27. – P. 181 – 192.

FROM BIOMASS TO VALUE-ADDED CHEMICALS: CONVERSION OF GLYCEROL OVER MODIFIED ZEOLITES

M. Göhlich¹, K. Räuchle¹, H. Toufar²

Der wissenschaftliche Beirat professor W. Reschetilowski

¹*Institut für Technische Chemie, Technische Universität Dresden D-01062 Dresden, Germany*

²*Süd-Chemie Zeolites GmbH, D-06803 Bitterfeld-Wolfen, Germany*

The decreasing availability of crude oil at simultaneously increasing demand is spurring the search for new raw materials. Currently biomass is the only sustainable source of organic carbon regarding the minimization of carbon dioxide emissions. It is produced in the range of 170 billion t/a worldwide and offers the advantage of carbon dioxide neutrality.

However, there are certain drawbacks like a low H/C ratio and a high oxygen content as a consequence of over functionalized molecules. The reduction of functionality can be achieved totally or selectively. An advantage of the selective catalytic conversion of biomass is the direct production of intermediates and base chemicals.

Keeping this in mind the aim of the present work was the dehydration of glycerol, produced as a byproduct in the transesterification of vegetable oils, over modified acidic micro- and mesoporous aluminosilicates.

Micro- and mesoporous aluminosilicates were ion-exchanged and calcinated in air to get the acidic H-form. The obtained materials were impregnated with phosphoric acid and characterized by physico-chemical methods. The evaluation of the catalytic properties in glycerol dehydration was carried out in a microactivity test reactor.

The characterization of pure and modified micro- and mesoporous materials indicated that the impregnation with phosphoric acid has only marginal effects on the specific surface area. The acidity of the catalyst samples did not increase by modification with phosphoric acid.

However, the catalytic activity in glycerol dehydration on modified zeolites was enhanced with increasing phosphorus content indicating that the catalytic effect depends on the phosphorus structure [1]. In addition to the enhanced catalytic activity phosphorus modified zeolites show an increased selectivity towards acrolein.

Informationsmaterial

1. Danilina N., Toufar H., Reschetilowski W. // Proceedings of the DGMK/SCI-Conference "Synthesis Gas Chemistry". – 2006. – V. 4. – P. 141.

ISOMERIZATION OF N-DECANE ON MESOPOROUS SUPPORT BASED CATALYSTS – DESIGN OF EXPERIMENTS IN COMBINATION WITH KINETIC MODELING

A. Rüfer, A. Werner

Der wissenschaftliche Beirat professor W. Reschetilowski
Institute of Industrial Chemistry, Dresden University of Technology, 01062 Dresden

Design of experiments (DoE) provides powerful strategies to elucidate reaction processes on a systematic basis, when adapted to the special needs of heterogeneous catalysis [1]. The ambition of the current work is to apply experimental design in connection with kinetic modeling to derive a detailed understanding of the individual reaction steps in the isomerization reaction of linear alkanes. The combination of experimental data drawn from both the model reaction of *n*-decane and the solid-state characterization of the specific catalysts provides the basis for in-depth scientific interpretation and optimization of the investigated process.

The isomerization of medium-chain paraffines to their mono-branched analogs improves the low-temperature characteristics of diesel fuel while retaining the high ignitibility required for diesel engines. The reaction is catalyzed by a bifunctional catalyst, which contains both an acidic and a hydrogenation/dehydrogenation function, and has already been extensively studied for the isomerization of paraffines, especially on metal-loaded zeolitic material [2-3].

The current work deals with the investigation of the isomerization reaction on bifunctional catalysts based on mesoporous silica supports, which are modified systematically in a DoE: screened parameters include the calcination temperature, metal dispersion and surface acidity. A new reaction scheme is presented (Fig. 1), which includes a reaction path of direct di-branching originating from the linear reactant, and validation thereof is provided via mechanistic considerations and kinetic modeling.

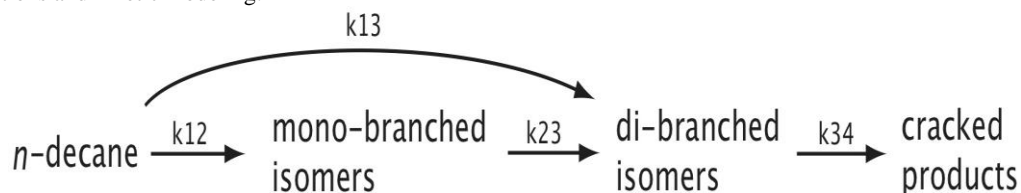


Fig. 1. Proposed reaction scheme of the isomerization of *n*-decane with reaction path of direct di-branching *k*₁₃

The determination of the corresponding rate constants via kinetic modeling (Fig. 2) provides precise insight concerning each individual reaction step, reaching from *n*-decane to the final cracking products.

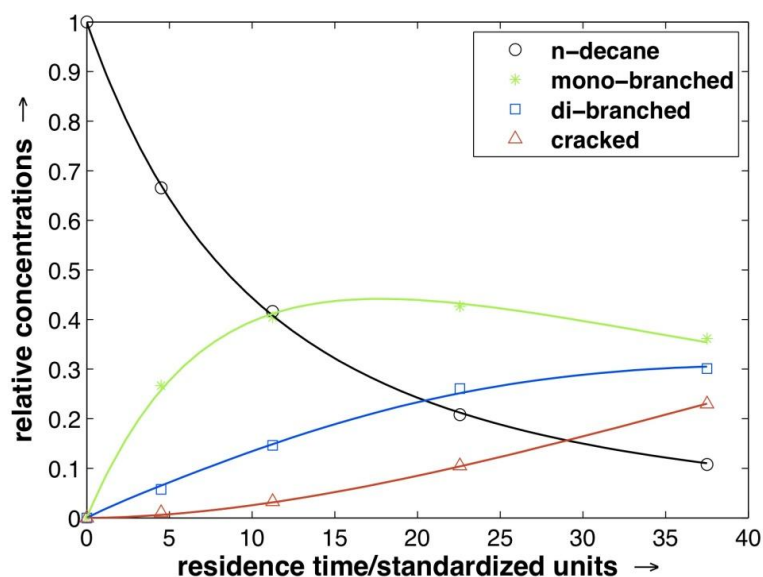


Fig. 2. Kinetic modeling of a reference catalyst sample for the experimental design

The systematic approach with application of an experimental design (containing 8 individual catalyst samples) allows for the calculation of main- and interaction effects in terms of the calcination temperature, metal dispersion and acidity *on every individual rate constant*, rather than merely addressing selectivity for the overall process.

In conclusion, the influence of calcination temperature was found to be negligible, as opposed to metal dispersion and acidity. High dispersion increased the primary reaction rate to mono-branched products and, at the same time, decreased cracking tendency.

Low acidity decreased all rate constants, but the cracking reaction was unexpectedly affected to a far greater extent. Therefore, selectivity issues concerning the generation of mono-branched isomers could be explained at considerably greater detail than before, due to the combination of the systematic DoE-approach and the application of kinetic modeling.

Informationsmaterial

1. Rüfer A., Reschetilowski W. // Appl. Catal. A, currently under peer review.
2. Weitkamp J. // Ind. Eng. Chem. Prod. Res. Dev, 1982. – V. 21. – P. 550 – 558.
3. Akhmedov V.M., Al-Khowaiter S.H. // Catalysis Reviews, 2007. – V. 49. – P. 33 – 139.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ОСВОЕНИЯ И ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Подсекция 2. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Е.В. Бешагина, доцент

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Добываемая нефть в своем составе содержит большое количество различных примесей: попутный газ, растворенный в нефти, механически с ней смешан, содержание его колеблется от 10 до 300 м³/т; пластовую воду, содержание которой может изменяться практически от 0 до 90 % (вода минерализованная); механические примеси. Подготовка нефти на промыслах занимает важное положение среди основных процессов, связанных с добычей, сбором и транспортированием товарной нефти потребителю – нефтеперерабатывающим заводам или на экспорт. От качества подготовленной нефти зависят эффективность и надежность работы магистрального трубопроводного транспорта, качество полученных из нее продуктов [1].

К поступающей на переработку нефти предъявляются довольно жесткие требования по содержанию эмульгированной воды, хлористых солей, механических примесей и др. (ГОСТ Р51858-2002), обуславливающих коррозию оборудования, в значительной степени определяющих качественные характеристики получаемых нефтепродуктов, сроки службы дорогостоящих катализаторов.

Нефть из скважины подается на автоматизированные замерные установки (АГЗУ), где измеряется дебит каждой скважины, после этого нефть проходит первую ступень сепарации, при этом отделяется основное количество попутного газа, механические примеси и вода. Далее нефть с пластовой водой и остатками газа поступает на вторую ступень сепарации – установку подготовки нефти (УПН) и затем на обезвоживание и обессоливание, таким образом, чтобы остаточное содержание воды было не более 0,5 % и солей не более 100 мг/л. Подготовленная нефть откачивается по магистральному нефтепроводу на переработку.

При добыче легких нефтей в них обычно остается значительное количество растворенных газов до 1 %. В таких случаях нефть перед сдачей на нефтеперерабатывающий завод (НПЗ) подвергается стабилизации.

Вода, отделяемая от нефти, проходит очистку на установке по подготовке воды (УПВ) и используется для заводнения пластов. Заключительным звеном в каждой системе сбора нефти являются центральные пункты сбора (ЦПС) – технологический объект, конечной продукцией которого является товарная нефть. В состав ЦПС входят (рис. 1): установки по подготовке нефти (УПН), очистные сооружения (ОС), резервуарный парк (РП), узел учета нефти (УУН), установка по подготовке некондиционных и ловушечных нефтей (УПЛН).

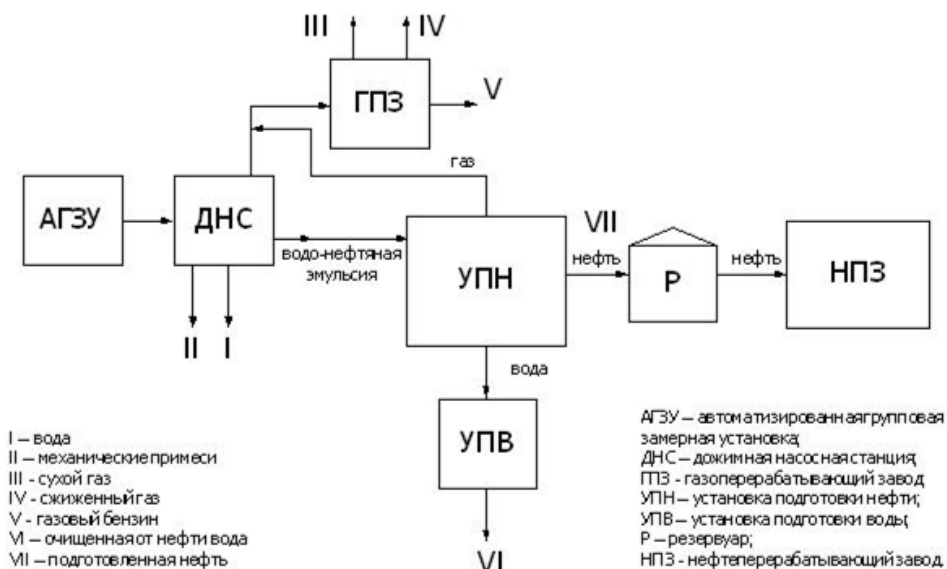


Рис.1. Схема сбора и подготовки нефти на промысле

При подготовке нефти и попутных газов происходит следующие процессы: сепарация (дегазация), предварительное и окончательное обезвоживание, обессоливание, стабилизация нефти, очистка и осушка газов и переработка образующихся жидких углеводородных фракций.

Известно, что одним из главных ценообразующих параметров являются затраты на подготовку нефти, в том числе на ее обезвоживание и обессоливание. Как известно, основным способом подготовки нефти в настоящее время является ее термохимическая обработка с использованием химических реагентов – деэмульгаторов. Недостатки термохимической подготовки нефти – высокое энергопотребление, металлоемкость и экологическая опасность общеизвестны, поэтому в настоящее время интенсивно проводятся поиски новых методов подготовки нефти, включая магнитное, электрическое, электромагнитное, акустическое и иные воздействия на водонефтяную систему [3].

Основной функцией нефтеперерабатывающего завода является переработка нефти [1] в бензин, авиационный керосин, мазут, дизельное топливо, смазочные масла, смазки, битумы, нефтяной кокс, сырье для нефтехимии. Производственный цикл НПЗ состоит из подготовки сырья, первичной перегонки нефти и вторичной переработки нефтяных фракций: каталитического крекинга, каталитического реформинга, коксования, висбрекинга, гидрокрекинга, гидроочистки и смешения компонентов готовых нефтепродуктов (рис. 2).

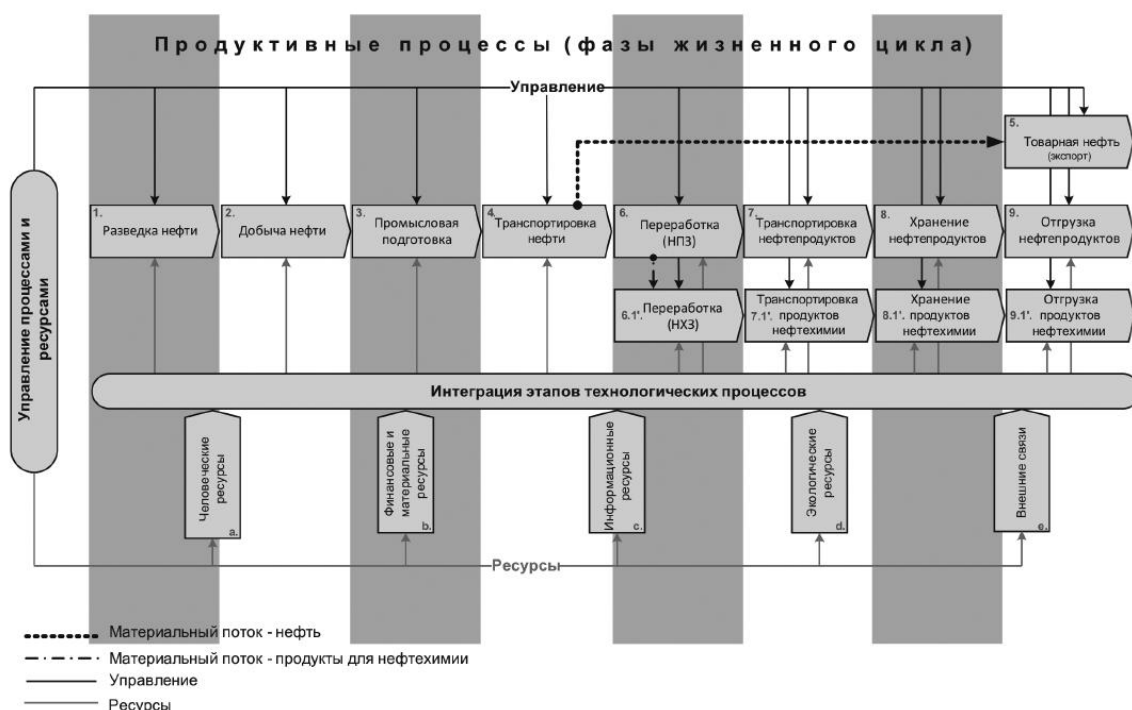


Рис. 2. Современная модель использования углеводородного сырья

Согласно современным представлениям нефть и нефтяные остатки состоят из низко- и высокомолекулярных углеводородных и неуглеводородных компонентов. По коллоидно-химическим свойствам они являются НДС со сложной внутренней организацией, способной изменяться под воздействием внешних факторов. Физико-химические и структурно-реологические свойства НДС определяются структурой, размерами и составом сложных структурных единиц.

Современные технологии переработки углеводородного сырья с недавнего времени, используют магнитные поля, которые характеризуются в сочетании с простотой эксплуатации, безреагентностью, экологической частотой, быстрой окупаемостью и открывают новые возможности интенсификации процессов.

Под влиянием воздействий магнитного поля нефтяные дисперсные системы (НДС) претерпевают изменения в строении и свойствах [2].

Внедрение современных методов активирования нефтяного сырья, воздействие на нефтяные остатки различного типа полями (электрическим, акустическим, магнитным), по результатам исследований как отечественных, так и зарубежных научно-исследовательских институтов, способствуют снижению размеров нефтяных ассоциатов, увеличению глубины переработки нефти, а также уменьшению энергозатрат. Перевод сырья в активное состояние дает возможность более полно реализовать потенциальны возможности сырья и добиться повышения выхода целевых продуктов или улучшения показателей их качества.

Преимуществом изменения дисперсной структуры углеводородного сырья является безреагентность, т. е. в систему не добавляются химические вещества (деэмульгаторы, ингибиторы, депрессоры), нет необходимости поддерживать ресурсы веществ, кроме того, экологичность таких воздействий в ряде случаев выше, чем добавки специальных веществ в систему.

Литература

1. Бойко Е.В. Химия нефти и топлив: учебное пособие. – Ульяновск: УлГТУ, 2007 – 60 с.
2. Мановян А.К. Технология первичной переработки нефти. – М.: Химия, 2001. – 333 с.
5. Такаева М.А., Мусаева М.А., Ахмадова Х.Х., Пивоварова Н.А. Сыркин А.М. Интенсификация процессов подготовки и переработки грозненских нефтей и тяжелого углеводородного сырья под действием магнитного поля // Нефтегазовое дело. – Москва, 2011. – №3 – С. 223–230.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПЕРЕМЕШИВАНИЯ НЕФТИ В РЕЗЕРВУАРЕ ПРИ ХРАНЕНИИ**Е.В. Булычева**

Научный руководитель ассистент Е.В. Бешагина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основной отличительной особенностью технологических процессов нефтехимии и нефтепереработки является использование и обработка больших объемов жидких сред. Целью большинства из них является проведение массообменных процессов. В частности, для приготовления нефтепродуктов (бензинов, масел, мазута, и др.) из исходных компонентов путем их перемешивания с целью усреднения характеристик; для предотвращения расслаивания и образования осадков при хранении нефти и нефтепродуктов в резервуарах; для передачи и распределения тепла при хранении продуктов при высокой (около 200 °С) температуре в резервуарах [1].

На днищах резервуаров с течением времени при длительной эксплуатации накапливается осадок, сокращающий полезную емкость и затрудняющий эксплуатацию резервуаров. Осадок по площади распределяется неравномерно, наибольшая его толщина создается в участках, удаленных от приемо-раздаточных патрубков, что не позволяет точно замерять фактическое количество нефти в резервуаре. Со временем осадок уплотняется и в отдельных зонах трудно поддается размыву. Для надежной эксплуатации резервуаров их необходимо периодически очищать от накопившегося осадка [2].

В настоящее время часто с целью смешения нефтепродуктов в резервуарах большого объема осуществляют циркуляцию его содержимого с местным образованием турбулентного течения. Метод заключается в том, что центробежный насос забирает перемешиваемый продукт с нижней части резервуара и сильной струей возвращает его под уровень жидкости в ту же ёмкость с противоположной стороны последней [3]. Однако данный метод связан с большим расходом энергии и времени. Ибо, как показывает опыт, в среднем требуется перекачать по схеме резервуар – насос – резервуар несколько его объемов. Для большей эффективности обычно выходное отверстие напорной трубы снабжают соплом. В литературе также описаны некоторые другие модификации традиционного метода, но не всегда они полностью удовлетворяют потребностям производства, поэтому по-прежнему актуальной остаётся задача разработки новых способов перемешивания и новых конструкций соответствующих устройств.

В этой связи представляет интерес расчёт потока для разных режимов или способов реализации процесса с целью получения достаточно полной картины происходящего и выявления направления исследований, ориентированных на повышение эффективности процесса

Расчет характеристик потока жидкости производился с помощью программного продукта Flow Vision, интерфейс программы представлен на рисунке 1.

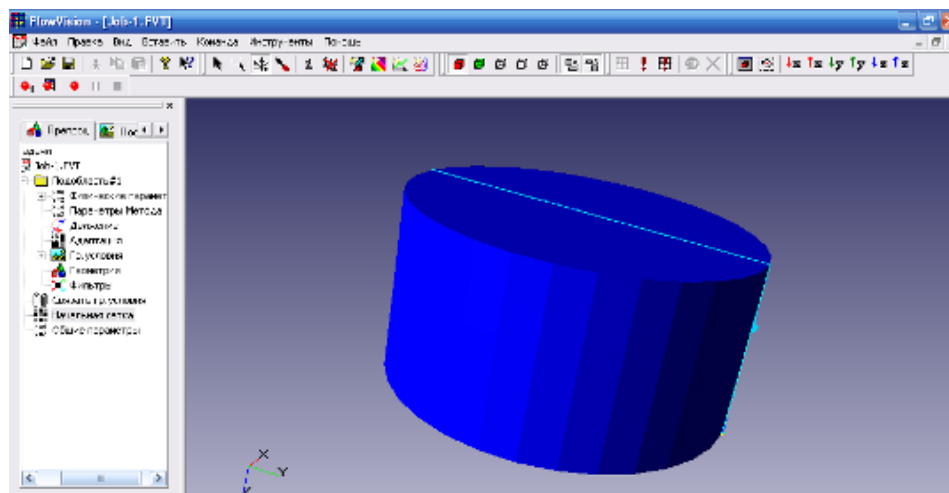


Рис. 1. Интерфейс программы Flow Vision

Для исследования поведения потока жидкости необходимо задать модель расчета и основные параметры. Пример задания модели и параметров представлен на рисунках 2, 3.

Результаты расчета представляются в виде линий, окрашенных в разные цвета. В данном примере (рисунки 4, 5) линии показывают распределение скоростей потока жидкости в резервуаре.

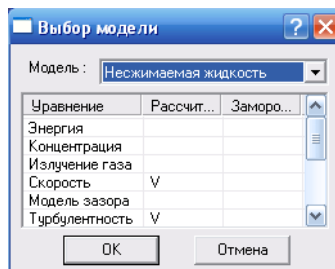


Рис. 2. Выбор модели расчета

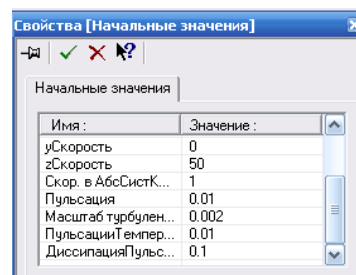


Рис. 3. Выбор начальных значений

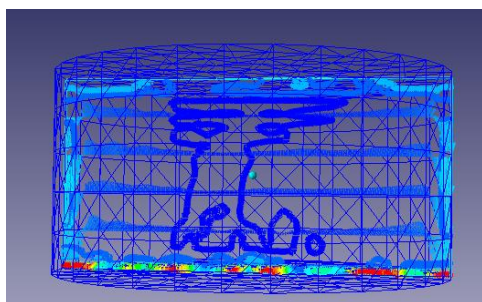


Рис. 4. Распределение скоростей потока жидкости в резервуаре

Цвет	Значение
Red	0.253
Orange	0.228
Yellow	0.202
Light Green	0.178
Green	0.153
Cyan	0.129
Light Blue	0.103
Blue	0.078
Dark Blue	0.054
Very Dark Blue	0.028
Black	0.003

Рис. 5. Значения скоростей потока

С помощью программы Flow Vision было рассчитано и показано распределение скоростей потока в резервуаре при наливе.

Данная программа позволяет производить расчет других необходимых гидродинамических характеристик потока, поэтому, в дальнейшем, ее можно использовать для исследования движения потока жидкости в резервуаре при применении различных перемешивающих устройств.

Литература

1. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. – М. «Недра», 1977. – 192 с.
2. Оборудование резервуаров : учебное пособие / Н. И. Коновалов [и др.]. – 2-е изд., перераб. и доп. – Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2005. – 214 с.
3. Расчет гидродинамических характеристик процесса перемешивание нефтепродуктов в резервуарах. Салихова Ю.Р., Нефтегазовое дело.– М., 2003. – №5.

ИССЛЕДОВАНИЕ УЛЬТРАДИСПЕРСНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ НА ОСНОВЕ ЖЕЛЕЗА В СИНТЕЗЕ ФИШЕРА – ТРОПША

В.И. Дубинин

Научный руководитель доцент А.И. Левашова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальность проблемы получения искусственных синтетических жидких топлив (ИСЖТ) обусловлена возможностью утилизации природного газа. Разработка и исследование катализаторов на основе ультрадисперсных порошков (УДП) металлов, в т. ч. и железа, обладающих повышенной активностью, в силу специфичности их свойств за счет большого запаса поверхностной свободной энергии представляет интерес. УДП железа при прочих равных условиях являются более доступными и способны селективно синтезировать олефины [1].

Целью работы явилось исследование УД катализаторов железа, пригодность их в синтезе ФТ.

В качестве катализаторов СФТ были использованы ультрадисперсные порошки Fe_2O_3 , Fe_3O_4 , FeO , Fe , $Fe(9)$, $Fe(10)$, Fe/CO (Ar), Fe/CO (H_2) приготовленные методом электрических взрывов проводников (ЭВП). Последние два смешивались с кварцем в соотношении катализатор: кварц 3:7 и после подвергались механохимической обработке в течение 30 мин на вращающейся платформе в токе соответственно аргона и водорода.

Сущность метода ЭВП заключается во взрывообразном разрушении металлических (в нашем случае стальных) проводников при прохождении через них электрического тока большой плотности ($\geq 10^5$ А/мм) с

последующей быстрой закалкой в газовой атмосфере заданного состава. В качестве газовой среды использовались: азот, оксид углерода CO.

Взрыв проволок осуществляется в герметичной камере в атмосфере газа при давлении $4 \cdot 10^5$ Па. Образующийся порошок улавливается фильтром. Катализатор используют в СФТ без предварительного восстановления, т.к. в процессе ЭВП в атмосфере оксида углерода CO формируется фазовый состав, необходимый для активации реакции синтеза углеводородов из смеси CO и H₂. Полученный катализатор обладает высокой активностью в СФТ (до 140 г/м³ углеводородов) без уменьшения степени превращения в течение 35 ч, а также однородными в узких пределах по величине частицами (70–90 нм) [2].

Для приготовления УДП использовалась стальная проволока (ГОСТ 2246–70) марки Св–08А, химический состав которой дан ниже в таблице 1:

Таблица 1

Химический состав проволоки (% масс.)

Fe	C	Si	Mn	Cr	Ni	S	P	Al
98,13	0,80	0,03	0,60	0,12	0,25	0,03	0,03	0,01

Для определения свойств катализаторов был проведен ряд анализов включающий в себя:

1. Рентгенофазный анализ (дифрактометр SHIMADZU XRD–7000 S);
2. Электронный парамагнитный резонанс (спектрометр JEOL JES-FA100);
3. Гранулометрический анализ (лазерный анализатор частиц HORIBA LA–950 S2);
4. Определение удельной поверхности (порозиметр MICROMERITICS ASAP 2020).

Для определения удельной поверхности и размера пор катализатора использовалась автоматизированная система Micromeritics ASAP 2020. Данный прибор позволяет проводить полный анализ микро- и мезопор, их распределения по размерам и определение площади поверхности. Диапазон измерения диаметра пор от 0,35 до 500 нм. Анализ проводился для катализатора Fe. В качестве газа–адсорбата использовался азот, в качестве среды – жидкий азот с температурой кипения 77,4 К. Проводился процесс физической адсорбции с заданным давлением 10 мм. рт. ст., давление насыщения составило 739 мм. рт. ст. Дегазация образца проводилась при температуре 200 °С в течении 4 часов. Изотерма сорбции изображена на рисунке. Результаты представлены в таблице 2:

Таблица 2

Результаты порометрии Fe

Удельная поверхность, м ² /г	Теория Ленгмюра	15,6306
	Теория БЭТ	10,4778
Общий объем пор, см ³ /г	При адсорбции	0.037617
	При десорбции	0.091384
Средняя ширина пор, Å	При адсорбции	143.6062
	При десорбции	348.8697

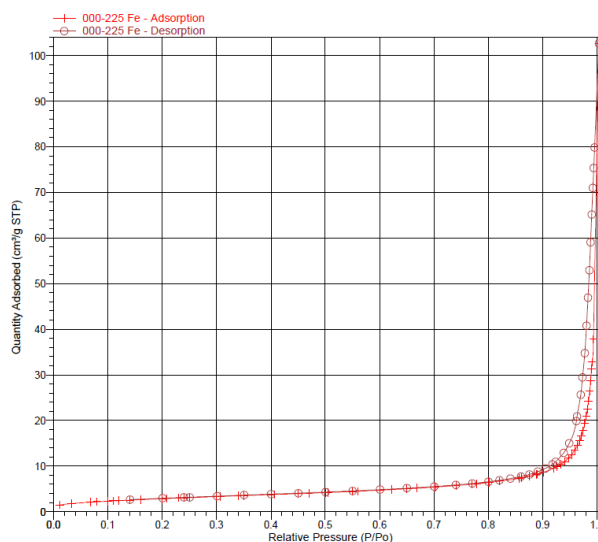


Рис. Изотерма сорбции Fe

Результаты проведенных анализов представлены в таблице 3:

Таблица 3

Результаты анализов

Образец	Фаза	%	Кристаллическая решетка	Степень кристалличности, %	Распределение частиц, мкм		Концентрация парамагнитных частиц, спин/г
					10 %	90 %	
Fe	α -Fe FeO	84 16	Кубическая	~ 90	4,50	9,83	$\sim 10 \cdot 10^{23}$
Fe (9)	α -Fe FeO	78 22	Кубическая	~ 90	3,10	7,53	$1,38 \cdot 10^{23}$
Fe (10)	α -Fe FeO	83 17	Кубическая	~ 90	8,88	92,53	$8,47 \cdot 10^{22}$
Fe/ CO (H ₂)	α -Fe Fe ₃ O ₄	80 20	–	~ 3	2,20	20,41	$3,2 \cdot 10^{23}$
Fe/ CO (Ar)	α -Fe Fe ₃ O ₄	81 19	–	~ 4	2,13	28,38	$4,8 \cdot 10^{23}$
Fe ₂ O ₃	γ -Fe ₂ O ₃	100	Кубическая	~ 95	4,71	37,59	$\sim 6 \cdot 10^{23}$
Fe ₃ O ₄	Fe ₃ O ₄	100	Кубическая	~ 94	11,79	114,24	$\sim 6 \cdot 10^{23}$
FeO	α -Fe FeO	75 25	Кубическая	~ 95	8,88	92,53	$1,38 \cdot 10^{23}$

Судя по общему виду изотермы сорбции Fe и по результатам анализа данный тип катализатора относится к мезопористым. Пористость катализатора также подтверждается графиком изотермы сорбции где четко виден сорбционный гистерезис. Значения удельной поверхности показали, что катализатор не является высокопористым. По результатам РФА можно сделать вывод, что все представленные катализаторы пригодны для проведения синтеза. Все образцы катализаторов (кроме Fe₂O₃, Fe₃O₄) показали в своем составе фазу элементарного железа α -Fe. Наличие фазы железа обуславливает проведения процесса СФТ без предварительного восстановления образцов в среде водорода (9–10 часов при повышенных температурах). Распределение частиц в гранулометрическом анализе отражает некоторое превосходство катализаторов Fe и Fe (9). Следует заметить, что реакторы типа “Slurry” требуют каталитические системы размером до 50 мкм [1]. Судя по результатам ЭПР выделяется катализатор Fe, спектр которого неразрешен, концентрацию парамагнитных частиц в образце можно оценить приблизительно, но тем не менее образец очень парамагнитен. Активность данных катализаторов с точки зрения концентрации парамагнитных частиц очень высока. Все катализаторы крайне парамагнитны. Каждый второй электрон является неспаренным, несбалансирован противоположным спином.

Литература

1. Гетерогенный катализ: Учебное пособие для вузов / Крылов О.В. – М.: ИКЦ “Академкнига”, 2004. – 679 с.
2. Левашова А.И., Кравцов А.В., Яворовский Н.А. Способ получения ультрадисперсного катализатора для синтеза углеводородов из оксида углерода и водорода, Описание изобретения к авторскому свидетельству, 1984.

ОТЧИСТКА НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННОГО ГРУНТА БИОХИМИЧЕСКИМ МЕТОДОМ

И.А. Епифанова¹

Научные руководители доцент Л.И. Сваровская², доцент А.И. Левашова¹

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия
²Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Одной из проблем защиты природной среды при нефтедобыче является ликвидация нефтяного загрязнения почвы. Нефть и нефтепродукты нарушают экологическое состояние почвенных покровов и в целом деформируют структуру биоценозов. Устранение разливов нефти позволяет значительно улучшить санитарное состояние не только на территориях, непосредственно прилегающих к технологическим объектам, но и окружающей среды – воздуха и воды. Поэтому объектом исследования была почва загрязнённая нефтями месторождения Тамсагбулаг (Монголия) и Вахского месторождения я Томской области. В данной работе исследовали пробы нефтезагрязненной почвы Вахского и Тамсагбулаг месторождений. Следили за влиянием изменений ферментов (каталазы, дегидрогеназы, полифенолоксидазы, пероксидазы) и наблюдали за скоростью биоокисления УВ в данных пробах.

Для опыта были взяты две пробы нефти Вахского месторождения Томской области (легкая нефть) с вязкостью 10 мПа*с, и плотностью 0.864 г/см³ при 20 °С и месторождения Тамсагбулаг Монголия (тяжелая нефть), вязкость которой составила 5677 мПа*с, а плотность 0.9414 г/см³ при 20 °С. В 3 емкости с массой

плодородной почвы 0,5 кг вносили пробы нефти в концентрации 5 % (25 г/кг). В течение 60 суток в емкостях с почвой поддерживалась постоянная влажность 30 % и систематически проверяли ферментативную активность аборигенной микрофлоры: каталазную, дегидрогеназную, полифенолоксидазную и пероксидазную активность ферментов. После загрязнения почвы нефтями наблюдается снижение численности всех исследованных групп микроорганизмов. Это связано с гибелью неустойчивых групп почвенной микрофлоры, что происходит в результате токсического действия нефти. То же самое происходит и с активностью почвенных ферментов. Уже после 30 суток деструкции идет рост ферментов, это объясняется тем, что начинается процесс интенсивного биоокисления групп УВ в нефтезагрязненной почве.

Процент деструкции УВ загрязняющий нефти в почве, определяли методом экстракции на приборе Сокслета после 30 и 60 суток. Общая концентрация загрязняющей нефти за 30 и 60 суток показана в таблице. 1.

Таблица 1

Общая концентрация загрязнения почвы нефтью за 30 и 60 суток

Исследуемые параметры	Исходное загрязнение	Легкая	Тяжелая	Легкая	Тяжелая
		30 суток		60 суток	
Содержание нефти в почве, г/кг	50	43	46	10	11
Деструкция нефти, %	–	14	8	80	78

Хлороформные экстракты нефти данных образцов нефтей анализировали методом ИК-спектроскопии на ИК-Фурье спектрометре Nicolet 5700 для определения изменений в составе функциональных групп по набору спектральных коэффициентов. Полученные данные представлены в таблице 2.

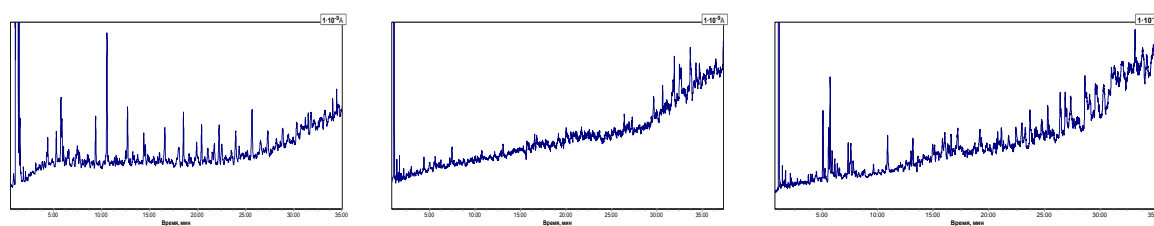
Анализ таблицы показал, что окисление затрагивает все функциональные группы нефтей. Идет увеличение коэффициента активности $C_1=D_{1610}/D_{720}$ за счет увеличения ароматических структур и снижения парафиновых углеводородов. Так же идет увеличение метиленовых группировок $C_2=D_{750}/D_{720}$ и увеличение метильных структур. Незначительное увеличение коэффициента $A_1=D_{825}/D_{750}$ говорит о том, что кроме увеличения ароматических УВ, идет увеличение полициклических УВ. Увеличение $A_2=D_{875}/D_{750}$ свидетельствует о снижении содержания n-алканов.

С помощью метода ГЖХ провели сравнительный анализ проб нефти до и после биодеструкции. Отмечены изменения в составе всех насыщенных углеводородов (рис. 1-2)

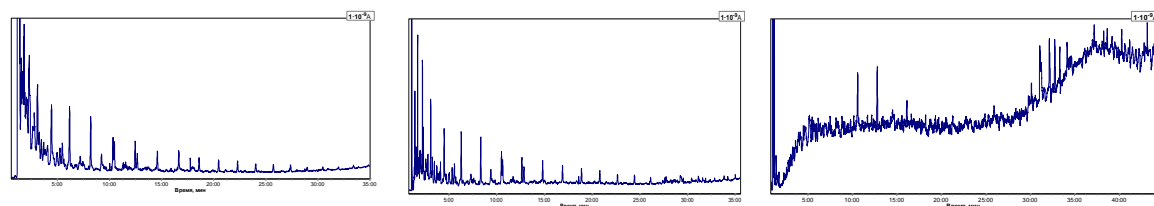
Таблица 2

Значения спектральных коэффициентов хлороформных экстрактов полученных нефтей

Спектральные коэффициенты	Легкая нефть Вахского м/я + почва			Тяжелая нефть м/я Тамсагбулаг (Монголия)		
	ИР-0Л исходная	ИР-1Л После 30 суток	ИР-2Л После 60 суток	ИР-0Т исходная	ИР-1Т После 30 суток	ИР-2Т После 60 суток
$C_1=D_{1610}/D_{720}$	0,7719	1,3107	2,3487	0,2948	0,6072	1,4237
$C_2=D_{750}/D_{720}$	1,11488	1,1638	3,4988	0,4974	0,6362	0,7347
$C_3=D_{720}/D_{1380}$	0,8705	0,8592	0,1948	5,4574	1,5719	0,2688
$A_1=D_{825}/D_{750}$	0,7187	0,8621	0,3370	0,6495	0,8056	0,9769
$A_2=D_{875}/D_{750}$	0,5306	0,7763	1,1114	0,2508	0,4211	0,6508
$A_3=D_{815}/D_{875}$	1,561	1,2926	0,0610	1,2881	0,5125	1,1029
$CH_3/CH_2=$ D_{1380}/D_{720}	3,6033	4,5311	5,1332	2,0838	2,8816	3,7203
$C=O/C=C=$ D_{1710}/D_{1610}	0,3276	1,3103	2,9588	0	1,1484	2,4048
$C=O/CH_3=$ D_{1170}/D_{1380}	0,1514	0,3292	0,2877	0	0,2671	0,4282



Контроль **после 30 суток деструкции** **после 60 суток деструкции**
Рис. 1. Хроматограмма нефтезагрязненной почвы месторождения Тамсагбулаг Монголия



Контроль **после 30 суток деструкции** **после 60 суток деструкции**
Рис. 2. Хроматограмма нефтезагрязненной почвы Вахского месторождения Томской области

По данным ИК спектроскопии и ГЖХ в конце опыта в исследованных нефтях увеличивается содержание альдегидов, кетонов, спиртов, сложных эфиров, кислот, которые являются промежуточными продуктами метаболизма при биохимическом окислении нефти. Полностью элиминировали парафины с длиной цепи C_9-C_{14} , на 80-95 % уменьшилось содержание углеводородов с длиной цепи $C_{15}-C_{34}$, как легкой, так и тяжелой нефти.

Оценка процессов биодegradации показала, что утилизация легкой нефти за 30 суток составила 8 г/кг (16 %), тяжелой нефти 3 г/кг (6 %). Через 5-20 дней после загрязнения почвы легкой и тяжелой нефтью происходит перестройка микро биоценоза почвы, при которой преимущество получают углеводородокисляющая группа микроорганизмов, способная усваивать углеводороды нефти в качестве единственного источника углерода. Причем на первом этапе наиболее легко утилизируются фракции легкой нефти, а тяжелая нефть оказалась наиболее устойчива к микробиологическому окислению. Вероятно, это связано с тем, что тяжелая нефть содержит много высокомолекулярных соединений, однако после определенного периода адаптации микроорганизмы приспосабливаются, и скорость биохимического окисления тяжелой нефти возрастает. К концу эксперимента видовое разнообразие микроорганизмов снижается, и доминируют микроорганизмы-деструкторы углеводородов нефти, численность которых возрастает на 1-2 порядка. Возрастает и активность всех исследованных ферментов по сравнению с исходной почвой. Исследование динамики утилизации за 60 суток показало, что деструкция легкой нефти составила 40 г/кг (80 %), тяжелой 39 г/кг (78 %). По данным ИК-спектроскопии и ГЖХ в конце опыта в исследованных нефтях увеличивается содержание альдегидов, кетонов, спиртов, сложных эфиров, кислот, которые являются промежуточными продуктами метаболизма при биохимическом окислении нефтей. Полностью элиминировали парафины с длиной цепи C_9-C_{14} , на 80-95 % уменьшилось содержание углеводородов с длиной цепи $C_{15}-C_{34}$, как легкой, так и тяжелой нефтей. Эти данные свидетельствуют об адаптации аборигенной нефтеокисляющей микрофлоры почвы к относительно невысокой концентрации как легкой, так и тяжелой нефтей. Биодеструкция исследованных нефтей за 60 суток составила 78-80 %. Полученные результаты позволяют заключить, что активизация местной микрофлоры может быть достаточно эффективным и экономичным способом биочистки нефтезагрязненных территорий, как от высоковязких, так и от легких нефтей.

МОДЕЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ УСТАНОВКИ КАТАЛИТИЧЕСКОГО РИФОРМИНГА БЕНЗИНОВ АЧИНСКОГО НПЗ

А.Г. Каракулов, Е.С. Шарова

Научный руководитель профессор Э.Д. Иванчина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Процесс каталитического риформинга для большинства НПЗ России – базовый процесс производства высокооктановых компонентов автомобильных бензинов. На некоторых НПЗ мощности по риформингованию достигают 17-24 % от мощности первичной переработки. В среднем по России данное значение составляет около 11 %. Одновременно с развитием автомобильного парка страны шло наращивание мощностей по производству бензина и по увеличению его октанового числа. На протяжении последних лет требования к октановым характеристикам бензинов постоянно менялись, а технология риформинга совершенствовалась в направлении повышения ароматизации бензина. Введение новых жестких ограничений на содержание ароматических углеводородов, в том числе и бензола, наиболее сильно влияет на модернизацию процесса каталитического риформинга, поскольку именно с бензинами риформинга поступает основная доля этих токсичных

углеводородов в состав бензинового фонда. Для соответствия новейшим экологическим требованиям необходимо наращивание мощностей процессов изомеризации и алкилирования при реализации технологии производства автомобильного бензина на НПЗ России. Однако установки каталитического риформинга будут играть важную роль в удовлетворении потребности НПЗ в водороде, а так же в обеспечении новых требований технологических условий на бензин к содержанию бензола и упругости насыщенных паров по Рейду.

Повышение уровня эксплуатации этого процесса влечет за собой снижение себестоимости продукции, выпускаемой на промышленных установках. Решение этой задачи осуществляется за счет разработки и внедрения новых катализаторов, а также за счет совершенствования реакторных и теплообменных аппаратов, реконструкции существующих схем [2]. При этом остается проблема дезактивации катализаторов, которая может быть решена в основном за счет увеличения стабильности их работы при эксплуатации. Объективная оценка стабильности работы платинового контакта предполагает непрерывный мониторинг работы установки в период межрегенерационного цикла. В последние годы в результате быстрого развития и практического применения метода математического моделирования специалисты-технологи перешли к созданию технологических моделирующих систем на основе физико-химических закономерностей промышленных процессов, с использованием которых стало возможным решение этих задач.

Программно-реализованная методика компьютерного мониторинга и прогнозирования работы установок каталитического риформинга позволяет провести исследования основных режимных показателей работы установок с учетом типа сырья, марки используемого катализатора и технологических особенностей производства. Вместе с тем учитывается влияние «жесткости» проведения процесса риформинга на активность, селективность и стабильность работы эксплуатируемых катализаторов [1]. Расчет оптимального расхода хлорорганического соединения, снижение коксообразования и оценка межрегенерационного цикла при работе Pt-контакта на оптимальной активности, по результатам тестирования платинового катализатора, по условиям регенерации и формирования начальной активности катализатора являются наиболее важными задачами, ответы на которые в настоящее время стало возможным получить с помощью технологических моделирующих систем. Использование моделирующей системы, способной учитывать многофакторность системы катализатор-сырье, дает возможность объективно оценить работу катализатора в промышленных условиях, спрогнозировать его работу в будущем.

Ачинский НПЗ является единственным крупным нефтеперерабатывающим предприятием в Красноярском крае, а также играет важную роль на рынке нефтепродуктов прилегающих регионов. Установка каталитического риформинга Л-35-11/1000 является основным производителем высокооктанового компонента бензина на Ачинском НПЗ. Стабильность работы данной установки определяет производительность установок изомеризации, гидроочистки дизельного топлива и керосина, ГФУ.

Нестационарная кинетическая модель, отражающая кинетические зависимости спекания, старения, закоксовывания и отравления катализатора позволяет учесть практически все факторы, влияющие на дезактивацию катализатора в нестационарных условиях промышленной эксплуатации.

Для оценки стабильности катализатора проведен анализ работы четырех рабочих циклов установки Л-35-11/1000 Ачинского НПЗ, при сопоставимом объеме переработанного сырья.

Сбалансированный катализатор, загруженный на установке Л-35-11/1000 Ачинского НПЗ в 2007 году. В первом рабочем цикле выход стабильного riformата составил 85,4 % масс. при ОЧИ 94 пункта. Суммарный температурный перепад по реакторному блоку в начальный период эксплуатации составлял более 130 °С, концентрация водорода в циркулирующем ВСГ составляла 82-84 % об., длительность первого пробега катализатора составила более 2-х лет. Второй цикл работы является самым коротким (9 месяцев), это объясняется неудачно проведенной регенерацией катализатора в августе 2009 года. В данный период работы наблюдалось значительное уменьшение температурных перепадов по реакторам; снижение металлических и увеличение изомеризирующих функций катализатора за счет повышения подачи хлорорганических соединений в реакционную зону; повышенное коксообразование на поверхности катализатора. Так же во втором цикле происходит падение селективности процесса до 80-81% масс.. В связи с этим в мае 2010 года после останова реакторов на регенерацию катализатора было принято решение проанализировать образцы на наличие остаточного кокса. Для этого были отобраны пробы катализатора после окислительно-воздушной регенерации из всех реакторов (P-202, P-203 и P-204).

Исследования данных образцов проводились методом термогравиметрии (ТГ). Это метод термического анализа, основанный на непрерывной регистрации изменения массы (взвешивании) образца в зависимости от его температуры в условиях нагревания образца с постоянной скоростью до температуры среды 1200 °С. В этом случае каждому изменению массы пробы в процессе нагревания соответствует скачек на кривой ТГ.

В данной работе для проведения анализа катализаторов применялся анализатор SDT Q-600, который позволяет одновременно регистрировать изменения массы образца и процессы, сопровождающиеся выделением или поглощением тепла.

Анализ образцов катализатора был проведен в Научно-аналитическом центре НИ ТПУ.

Результатами данного анализа являются графики теплового потока, иллюстрирующие, что до температуры 200 °С выделяется поровая влага (5,5-6,0 % от массы образца). Затем для всех проб катализатора характерна эндотермическая стадия бертинирования коксогенных структур низкой плотности, то есть реакции термкрекинга первичных коксогенных структур с выделением газовых продуктов и уплотнением остатка. Это сопровождается незначительной потерей веса образцов. Выше 400 °С начинается интенсивный экзотермический процесс выжигания аморфного кокса. Для анализируемых образцов (из P-202 и P-204) на кривой ДТА отсутствие ярко выраженного пика и незначительное изменение массы (около 1 %) говорит о том, что содержание

аморфного кокса низкой плотности после воздушно-окислительной регенерации минимально. Для образца из Р-203 характерна высота пика горения коксогенных структур низкой плотности в интервале 450-600 °С это связано с остаточным содержанием аморфного кокса до 5,8 % массы исследуемого образца. Дальнейшее повышение температуры анализа образцов показало, что исследуемые образцы катализатора не содержат графитообразного кокса. После пуска установки и выхода на режим начальная активность катализатора составила 0,97 отн. ед., что говорит о качественно проведенной регенерации катализатора с последующими стадиями оксихлорирования, восстановления и осернения.

Наиболее высокая активность характерна для третьего рабочего цикла. Поддержание высокой активности катализатора в третьем цикле работы катализатора добиваются за счет высокой температуры входа в реакторы. Низкое содержание водорода в циркулирующем газе не позволяет эксплуатировать каталитическую систему риформинга при пониженном давлении. В третьем рабочем цикле для частичного гидрирования промежуточных продуктов уплотнения, являющихся предшественниками кокса, давление в системе поддерживается в интервале от 2,5 до 2,7 МПа при содержании водорода в ВСГ от 80 до 75 % об.

После регенерации катализатора в мае 2011 года, установка Л-35-11/1000 была запущена в эксплуатацию (4 рабочий цикл). Начальная активность катализатора составила 0,77 отн. ед. Относительно невысокий уровень начальной активности в четвертом рабочем цикле, не смотря на качественно проведенный процесс регенерации катализатора с последующими стадиями восстановления и осернения, объясняется недостаточной конверсией хлористого водорода в хлор в процессе оксихлорирования, в ходе которой происходит формирование ультрадисперсной активной фазы Pt-Re-катализатора и восстановление кислотной функции носителя. В случае же недовосстановления металлических центров на стадии оксихлорирования последние утратят или значительно снизят способность к саморегенерации в сырьевом цикле, в результате чего будет наблюдаться значительный сдвиг равновесия реакции гидрирования аморфных коксогенных структур на поверхности Pt-контакта в сторону образования коксогенных структур, что обусловит высокую скорость дезактивации катализатора и резкое падение его активности [3]. В итоге возможность компенсации потери активности путем подъема температуры на входе в реакторы или иными приемлемыми с технологической точки зрения способами будет утрачена значительно раньше, и возникнет необходимость вновь проводить регенерацию катализатора. В первый месяц эксплуатации выход стабильного риформата на установке составлял 84,26 % масс., в ходе дальнейшей эксплуатации выход составлял 82,0 % масс., в дальнейшем значительных изменений данного показателя не наблюдалось. Значение ОЧИ постепенно возрастало по мере насыщения активной поверхности катализатора хлором от 92 до 94-95 пунктов. В течении пяти месяцев эксплуатации температуры по реакторному блоку выдерживали 492 °С. Однако в ходе мониторинга последних двух циклов работы катализатора наблюдается изменение кинетических закономерностей в работе катализатора, особенно в конечный период эксплуатации. Наблюдается интенсификация реакций гидрокрекинга парафинов нормального и изо-строения наряду с падением металлической активности катализатора. Данные результаты работы катализатора представляют как научный интерес в области изучения каталитических систем в ходе промышленной эксплуатации, так и производственный. Представление об изменении кинетики платинового контакта в конце сырьевых циклов с использованием IT-технологий XXI века найдут воплощение в следующих работах.

Литература

1. Костенко А.В., Молотов К.В., Кравцов А.В., Иванчина Э.Д., Ясюкевич О.М. Мониторинг установки ЛЧ-35-11/1000 с использованием компьютерной системы контроля работы катализаторов риформинга // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт, 2007. – № 4. – С. 13–16.
2. Кравцов А.В., Иванчина Э.Д. Компьютерное прогнозирование и оптимизация производства бензинов. Физико-химические и технологические основы. – Томск: STT, 2000. – 92 с.
3. Кравцов А.В., Иванчина Э.Д., Костенко А.В., Шарова Е.С., Фалеев С.А. Анализ эффективности эксплуатации платиносодержащих катализаторов процесса риформинга бензинов с использованием компьютерной моделирующей системы // Нефтепереработка и нефтехимия. – М., 2008. – № 11. – С. 18–23.

СПОСОБ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПРОГАРА ЖАРОВЫХ ТРУБ В УСТРОЙСТВАХ ОГНЕВОГО ПОДОГРЕВА НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДА МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

С.Ф. Ким

Научный руководитель доцент Н.В. Ушева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время для математического моделирования процессов и аппаратов нефтегазопереработки, нефтехимии [1], а также промышленной подготовки нефти и газа применяются различные моделирующие системы. Одной из таких систем является интегрированный пакет Hysys для статического и динамического моделирования.

Целью работы является определение способа предотвращения прогара жаровых труб в аппаратах огневого подогрева нефти «Хитер-Тритер» фирмы «Sivalls», применяемых на установке подготовки нефти

(УПН-1) Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения, который происходит в результате перегрева нефти на теплопередающих стенках жаровой трубы печи.

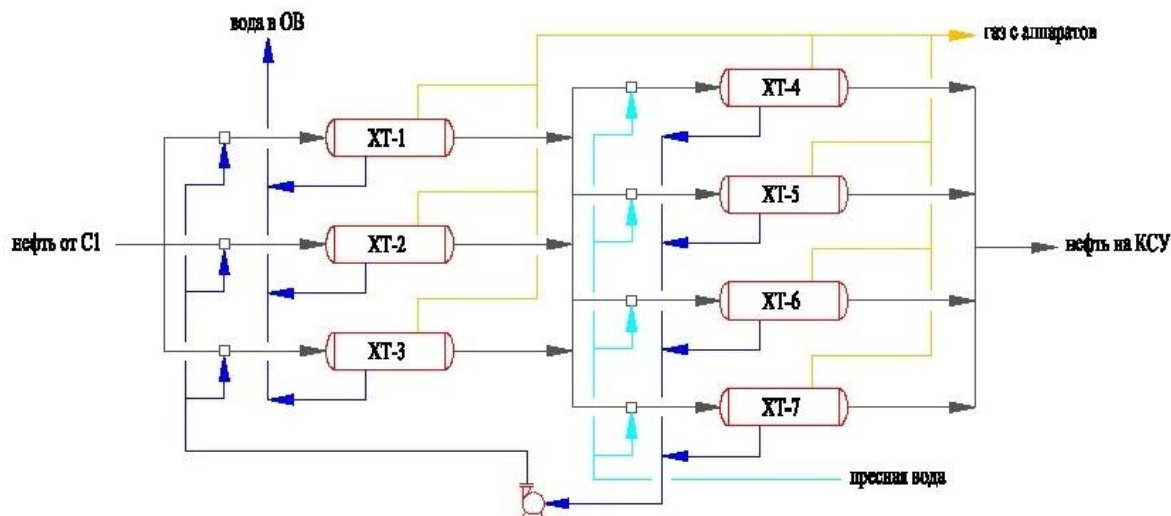


Рис. 1. Схема работы аппаратов Хитер-Тритер

Схема работы аппаратов Хитер-Тритер представлена на рис. 1, где ХТ-1,2,3,4,5,6,7 – наименование аппаратов. При этом ухудшение процесса теплопередачи связано с интенсивным солеотложением на стенках жаровой трубы.

В качестве исходных данных использовались данные технологического регламента и фактические термодинамические параметры УПН-1. Технологические расчеты выполнены в программе Nусys. В расчетной схеме (рис. 2) рассматривается только оборудование УПН-1, связанное со способом нагрева нефтяной эмульсии.

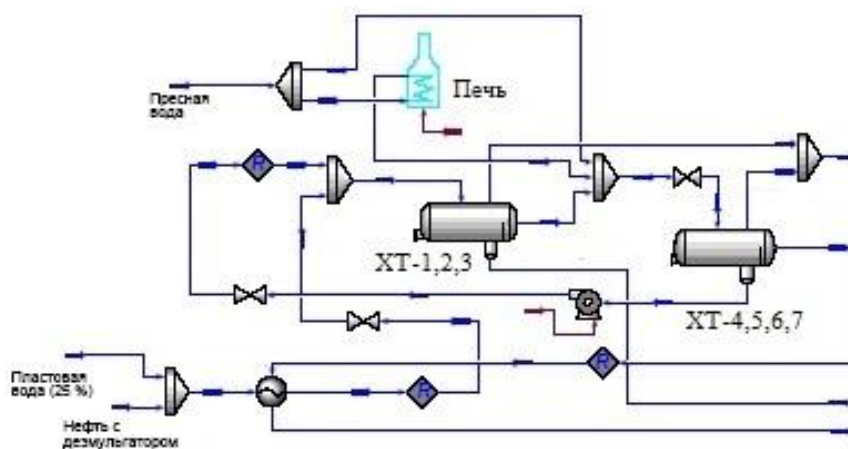


Рис. 2. Расчетная схема подогрева водонефтяной эмульсии

Предложенный способ направлен на предотвращение отложений солей на стенках жаровой трубы, путём нагрева нефтяной эмульсии и части промывочной пресной воды в подогревателе и перемешивания её с нефтяной эмульсией. Нагреву в подогревателе подвергается часть промывочной пресной воды, примерно 16 % от общего количества поступающей на промывку пресной воды. В результате прямого контакта водяного пара с нефтью и промывочной пресной водой, водяной пар конденсируется, а нефтяная эмульсия нагревается. Пресная вода используется в аппаратах «Хитер-Тритер» УПН-1 в качестве промывочной воды. При этом расход не нагретой воды равен необходимому расходу промывочной пресной воды. Расход промывочной воды находится в пределах 10 ÷ 15 % от расхода нефти, поступающего на УПН-1.

Сравнение расчетных и экспериментальных данных (табл.) по расходу и температуре нефти показало их удовлетворительное совпадение.

Таблица

Результаты расчета предложенной схемы подогрева водонефтяной эмульсии

Параметр, единица измерения	Эксперимент	Расчет
Расход нефти на выходе, т/час	630,0	633,1
Температура нефти на выходе, °С	40,0	40,4

Таким образом, методом математического моделирования рассчитан способ подогрева водонефтяной эмульсии путем прямого контакта с теплоносителем – пресной водой. Данный способ исключает прогар жаровых труб в аппаратах «Хитер-Григер», делает процесс обезвоживания и обессоливания нефти более пожаровзрывобезопасным, и может применяться на действующих и вновь проектируемых установках подготовки нефти.

Литература

1. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии / Скобло А.И. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 677 с.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА КОМПАУНДИРОВАНИЯ ВЫСОКООКТАНОВЫХ БЕНЗИНОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДА МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

М.В. Киргина, Ю.А. Смышляева

Научный руководитель профессор Э.Д. Иванчина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Обеспечение рынка высококачественными бензинами при снижении издержек на производство является основной задачей, стоящей перед каждым нефтеперерабатывающим заводом. Большая роль в решении этой задачи отводится процессу компаундирования высокооктановых бензинов, как завершающему и наиболее ответственному при формировании качественных и количественных показателей товарной продукции. Для повышения качества получаемого бензина и его выхода постоянно ведётся поиск путей совершенствования технологии компаундирования. Однако наличие большого числа вовлекаемых компонентов приводит к сложностям оптимизации данного процесса. Для решения подобных многофакторных и многокритериальных задач оптимизации наиболее эффективным является использование метода математического моделирования на физико-химической основе.

Развитие производства бензинов связано со стремлением улучшить основное эксплуатационное свойство топлива – детонационную стойкость. Вместе с тем, основная трудность при расчете процесса компаундирования заключается в том, что детонационная стойкость не является аддитивным свойством.

В процессе приготовления бензинов смешением различных потоков определяющая роль отводится октановым числам смешения (ОЧС), которые отличаются от взвешенной суммы октановых чисел (ОЧ) отдельных компонентов. Причиной отклонения является наличие межмолекулярных взаимодействий (ММВ) между углеводородами, входящими в состав бензинов. Установлено, что силы межмолекулярного взаимодействия определяющим образом зависят от полярности молекул компонентов бензиновой смеси [1].

В ходе работы, были установлены количественные закономерности между величиной полярности компонентов бензиновой смеси (дипольным моментом) и неаддитивностью октановых чисел смешения, согласно которым октановое число смешения можно представить в виде суммы двух составляющих: аддитивной и неаддитивной:

$$OЧ_{см} = \sum_{i=1}^n OЧ_i \cdot C_i + B; B = \frac{1}{100} \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=2}^n B_i B_j C_i C_j; B_i = \alpha \cdot D_i / D_{max}^n. \quad (1)$$

где $OЧ_{см}$ – октановое число смешения бензинов; C_i – концентрация i -го компонента, отн. ед.; B_i, B_j – величины, характеризующие склонность i -й молекулы к межмолекулярному взаимодействию с j -й молекулой; α и n – кинетические параметры, определяющие интенсивность межмолекулярных взаимодействий в зависимости от дипольного момента D ; D_{max} – максимальный дипольный момент молекул углеводородов.

Однако неаддитивность при смешении проявляют не только углеводороды бензиновой фракции, но и добавки и присадки, вовлекаемые в процесс компаундирования, в силу их полярности. На основе механизма действия присадок, который заключается в разрушении пероксидов, была разработана математическая модель процесса компаундирования, учитывающая влияние антидетонационных присадок на прирост октанового числа базового бензина:

$$OЧ_i = OЧ_0 + П \cdot \Delta OЧ_{max} \cdot (1 - e^{-K_{эфф} \cdot C_{пр}}); C_{пр} = C_i / C_{max}. \quad (2)$$

где $П$ – величина, характеризующая приемистость разного типа топлива к присадке; $K_{эфф}$ – коэффициент эффективности присадки; $C_{пр}$ – приведенная концентрация присадки, равная отношению концентрации присадки C_i к максимально допустимой концентрации присадки в бензине C_{max} .

На основе разработанных математических моделей нами была создана и сертифицирована компьютерная моделирующая система расчета процесса компаундирования высокооктановых бензинов «Compounding», позволяющая осуществлять расчет детонационной стойкости, как отдельных потоков, так и их смеси с присадками и добавками.

С использованием разработанной компьютерной моделирующей системы были проведены расчеты октановых чисел по исследовательскому (ИОЧ) и моторному (МОЧ) методам потоков с промышленных установок различных НПЗ (таблица 1), а также ИОЧ и МОЧ для потоков, содержащих добавку оксигенат МТБЭ (рисунок).

Анализ результатов показал, что предложенная математическая модель процесса компаундирования высокооктановых бензинов позволяет рассчитывать октановые числа с погрешностью, не превышающей одного пункта, что соответствует требованиям ГОСТ 511-82 о воспроизводимости результатов определения октанового числа.

Таблица 1

Сопоставление расчетных данных с экспериментальными

Октановое число	Катализат	Алкилат	Изомеризат	Бензин кат. крекинга	Бензин ГФУ
МОЧ расч.	84,8	86,2	85,9	75,8	73,5
ИОЧ эксп.	96	93,3	86,7	86,0	82,8
ИОЧ расч.	95,5	93,1	87,7	85,5	83,2
Δ	0,5	0,2	1	0,5	0,4

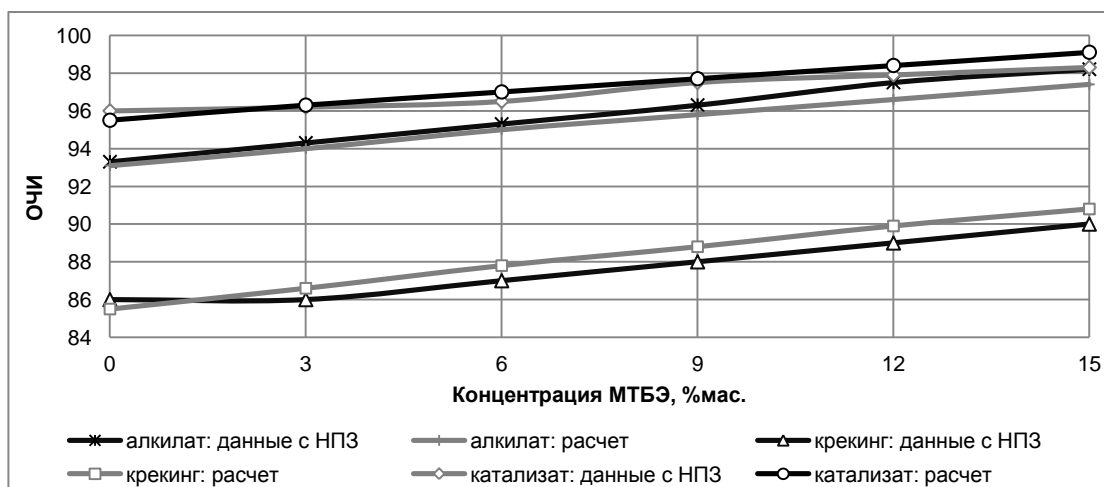


Рис. Влияние концентрации добавки оксигената МТБЭ

Также, система позволяет рассчитывать оптимальное соотношение компонентов, для достижения заданного значения октанового числа бензина. Поскольку требования стандартов вводят ограничения на содержание отдельных компонентов в бензинах различных марок, например бензола, суммы ароматических или олефиновых углеводородов и т.д., в компьютерную систему заложена функция ограничения содержания компонентов.

Основной целью оптимизации процесса компаундирования является разработка рецептуры смешения компонентов для получения бензинов, отвечающих требованиям ГОСТ. С использованием разработанной компьютерной моделирующей системы были произведены расчеты различных вариантов компаундирования потоков (таблица 2). Поиск решения проводился с учетом ограничений по содержанию компонентов в бензинах различных марок согласно требованиям ГОСТ Р 51866-2002 и действующего технического регламента.

Таблица 2

Варианты компаундирования, % мас.

ПОТОКИ	ИОЧ 92			ИОЧ 95			ИОЧ 98		
	I	II	III	I	II	III	I	II	III
Бензин ГФУ	5	10	8	3	5	10	3	5	5
Катализат	60	55	65	58	60	55	57	55	60
Бензин кат. крекинга	10	5	15	13	10	5	5	5	3
Стабильный изомеризат	15	10	5	15	10	10	13	15	12
Алкилат	10	15	5	6	10	10	10	5	10
МТБЭ	0	5	2	5	5	10	12	15	10
АДА	0,2	0	0	1	0,7	0,2	0,8	0,5	1,3
МОЧ бензина	83,4	84,4	82,3	86,2	85,9	86,3	88,4	88,5	88,6
ИОЧ бензина	92,4	93,3	92,1	95,7	95,5	95,7	98,3	98,4	98,3

Углеводородный состав компонентов высокооктановых бензинов: изомеризата, риформата и др. не является постоянной величиной даже для одной и той же установки и изменяется в течение времени в зависимости от условий процесса и качества исходного сырья. Поэтому для оптимального проведения процесса

компаундирования, а также с целью недопущения перерасхода высококачественных и дорогостоящих компонентов необходим оперативный расчет оптимальной и точной рецептуры смешения компонентов.

Отказ от традиционных рецептур смешения потоков, не учитывающих динамику изменения состава потоков и приводящих к увеличению использования дорогостоящих компонентов, позволяет получить экономический эффект до 1,7 млн. рублей в сутки. А экономическая эффективность внедрения разработанной компьютерной моделирующей системы для оперативного и точного расчета расхода потоков может составить до 490 млн. рублей в год.

Литература

1. Смышляева Ю.А., Иванчина Э.Д., Кравцов А.В., Зыонг Чи Туен Учет интенсивности межмолекулярных взаимодействий компонентов смеси при математическом моделировании процесса компаундирования товарных бензинов // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт, 2010. – № 9 – С. 9–14.
2. Смышляева Ю.А., Иванчина Э.Д., Кравцов А.В., Зыонг Чи Туен Математическое моделирование процесса приготовления топливных композиций с использованием антидетонационных присадок // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний, 2011. – №1.

ПРИМЕНЕНИЕ УСОВЕРШЕНСТВОВАННОЙ МОДЕЛИРУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ПРИ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКЕ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

А.С. Кислова

Научный руководитель доцент Н.В. Ушева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Природный газ, газовый конденсат, направляемые промышленным и бытовым потребителям, должны отвечать стандартам или техническим условиям их транспортировки, хранения, поставки и использования.

С этой целью осуществляется промысловая подготовка газового конденсата, которая предусматривает проведение процессов низкотемпературной сепарации и стабилизации конденсата. При промысловой подготовке газового конденсата высокая четкость разделения пластовой смеси определяет качество транспортируемых продуктов и, следовательно, экономическую эффективность производства.

На кафедре химической технологии топлива Томского политехнического университета создана технологическая моделирующая система для расчета материальных балансов и оперативного анализа технологических режимов. Основными блоками технологическая моделирующая система комплексной подготовки газового конденсата являются модули расчета процессов сепарации, каплеобразования и разделения жидкостей [1].

Модуль процессов каплеобразования и разделения жидкостей технологической моделирующей системы был усовершенствован. А именно, была разработана математическая модель процесса каплеобразования, которая учитывает изменения поверхностного натяжения на границе раздела фаз. Целью данной работы является исследование влияния технологических параметров процесса и химического состава газового конденсата на поверхностное натяжение и на максимальный диаметр водометанольных капель по средствам усовершенствованной технологической моделирующей системы. По значениям поверхностного натяжения максимального диаметра водометанольных капель можно судить об эффективности процесса разделения газового конденсата и водометанольного раствора.

Для расчета диаметра формирующихся в потоке капель жидкости, была выбрана методика, которая учитывает деформацию капель в потоке под действием градиента скорости в теории Колмогорова, представленная Розенцвайгом в следующем виде [2]:

$$d = 52,68 \cdot D \left(\frac{\mu_0}{\mu_c} \right)^{-0,54} \cdot Re^{0,41} \cdot (u^2 \cdot D \cdot \rho_c / \sigma) \quad (1)$$

где d – диаметр капли, м; D – диаметр трубопровода, м; μ_0 – вязкость дисперсной фазы, Па*с; μ_c – вязкость сплошной среды, Па*с; Re – критерий Рейнольдса; u – скорость потока, м/с; ρ_c – плотность сплошной среды, кг/м³; σ – поверхностное натяжение, Н/м.

Определение поверхностного натяжения на границе раздела фаз газовый конденсат – раствор воды и метанола, было реализовано по методу расчета поверхностного натяжения углеводородов через их плотность [3]:

$$\sigma_T = \sigma_0 - 10^{-3} K(T - T_0) \quad (2)$$

где σ_T – поверхностное натяжение при температуре T , Н/м; σ_0 – поверхностное натяжение при температуре T_0 , Н/м; K – коэффициент, равный 0,1; T – температура проведения процесса, К; T_0 – стандартная температура, К.

Значение поверхностного натяжения σ_0 при стандартной температуре рассчитывается по формуле:

$$\sigma_0 = 10^{-5} (5 \rho_{277}^{293} - 1,5) \quad (3)$$

где ρ_{277}^{293} – относительная плотность нефтепродуктов кг/м³.

Метод для расчета поверхностного натяжения углеводородов через их плотность является более универсальным. Из формулы (2) следует, что поверхностное натяжение нефтепродуктов есть функция температуры.

С помощью предложенной выше методики изучили влияние на процессы отделения воды и метанола температуры и давления в разделителе жидкости, а так же диаметра подводящего патрубка. Установили, что наибольшее влияние на процессы отделения воды и метанола в разделителе жидкости оказывает выбор диаметра трубопровода, так как при этом значительно изменяется линейная скорость потока. Так при изменении диаметра подводящего патрубка к аппарату от 0,1 до 0,15 м рассчитанный диаметр капли изменялся в интервале 28÷180 мкм.

Определили влияние химического состава исходного сырья на значения поверхностного натяжения и максимального диаметра водометанольных капель путем покомпонентного изменения состава газового конденсата. Таким образом, были выявлены компоненты исходного сырья, которые оказывают наибольшее воздействие на процессы разделения жидкостей (см. табл.).

Таблица

Зависимость поверхностного натяжения и максимального диаметра капли от химического состава природного газа

Изменение состава газового конденсата x_i , мольн. доли	Поверхностное натяжение σ , дин/см в разделителе жидкости 1	Поверхностное натяжение σ , дин/см в разделителе жидкости 2	Диаметр водометанольных капель d , мкм в разделителе жидкости 1	Диаметр водометанольных капель d , мкм в разделителе жидкости 2
1	2	3	4	5
Исходный состав природного газа	55,97	54,65	278,74	64,96
Увеличение доли CH_4	55,97	54,65	278,49	64,89
Увеличение доли C_2H_6	55,98	54,65	278,54	64,85
Увеличение доли C_3H_8	55,97	54,67	278,37	64,40
Увеличение доли $I-C_4H_{10}$	56,00	54,70	276,72	62,79
Увеличение доли C_4H_{10}	56,00	54,69	276,19	62,46
Увеличение доли $I-C_5H_{12}$	56,06	54,66	268,09	60,75
Увеличение доли C_5H_{12}	56,08	54,64	264,06	60,67
Увеличение доли C_{6+}	55,90	54,36	223,56	58,37
Увеличение доли H_2O	56,09	54,88	266,41	64,57
Увеличение доли CH_3OH	53,96	44,81	262,03	47,67

Наибольшее влияние на поверхностное натяжение и на диаметр капель из углеводородов оказывает условный компонент C_{6+} . Повышение содержания C_{6+} в исходном сырье на 0,001 мольную долю приводит к уменьшению диаметра капель в разделителе жидкости с 278,74 до 223,56 мкм. Установлено, что повышение содержания какого-либо из углеводородов приводит к росту поверхностного натяжения и к уменьшению диаметра капель в аппарате. Причем, чем больше молекулярная масса углеводорода, тем сильнее его влияние на исследуемые параметры.

Использование разработанной математической модели позволяет рассчитать диаметр капель водометанольного раствора, образующихся в разделителях жидкости, подобрать оптимальные технологические параметры проведения процесса. Следовательно, с применением усовершенствованной моделирующей системы подготовки газового конденсата можно подобрать такие технологические параметры, которые позволят максимально увеличить выход и качество продукта и повысить точность прогнозирования процессов отделения воды и метанола.

Литература

1. Сергеев, О.А. Моделирование процессов отделения водометанольных растворов при промысловой подготовке газового конденсата / А. С. Князев, А. В. Кравцов, Н. В. Ушева и др. // Газ. пром-ть, 2008г. – № 4. – 24 с.
2. Гуревич Г.Р., Карлинский Е.Д. Сепарация природного газа на газоконденсатных месторождениях. – М.: Недра, 1982г. – 327 с.
3. Расчеты основных процессов и аппаратов нефтепереработки: Справочник под ред. Е. Н. Судакова. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Химия, 1979г. – 568 с.

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В ПРОЦЕССЕ
 ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА**

Л.О. Липатова

Научный руководитель доцент Е.А. Кузьменко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из важнейших аспектов разработки газовых месторождений является выбор технологических и инженерных решений эксплуатации трубопроводов с целью предотвращения осложнений из-за склеротических процессов, связанных с отложениями газогидратов на внутренние стенки газопроводов. Эти явления, приводящие к снижению дебета трубопроводов и их остановке, зависят не только от гидродинамических и теплофизических процессов внутри газопровода, но и от теплового взаимодействия газопровода с окружающей породой.

Анализ возможных осложнений при эксплуатации газопровода из-за отложений твердой фазы на его внутренние стенки, разработка различных мероприятий по предотвращению этих отложений, должны опираться на теоретические модели, учитывающие совместное проявление отмеченных процессов. Осушка газа при его подготовке в промысловых условиях направлена на предотвращение гидратообразования. Образование газовых гидратов обусловлено термобарическими условиями в трубопроводах и аппаратах, наличием свободной капельной влаги, образованием центров кристаллизации. Разработка современных технологических процессов переработки природного углеводородного сырья и оптимальная эксплуатация действующих производств невозможна без применения моделирующих программ, позволяющих без значительных материальных и временных затрат проводить исследования этих процессов. Такие модельные исследования имеют огромное значение не только для проектирования, но и для функционирования существующих производств, так как позволяет учесть влияние внешних факторов (изменение состава сырья, изменение требований к конечным и промежуточным продуктам и т.д.) на показатели действующих производств.

Однако к настоящему времени отсутствует комплексное математическое описание работы трубопровода; исследование каждого из процессов проводится без учета влияния других, либо учитывался дополнительно какой-то один фактор. Таким образом, разработка математической модели, которая бы учитывала несколько факторов, является актуальной задачей. На кафедре химической технологии топлива ТПУ разработаны математические модели процессов промышленной подготовки нефти, газа и газового конденсата, на основе которых создана технологическая моделирующая система (ТМС) для расчета материальных, тепловых балансов и оперативного анализа технологических режимов УКПГ.

Установка комплексной подготовки газа (УКПГ) предназначена для сбора и полной обработки газа Мыльджинского газоконденсатного месторождения до кондиции согласно ОСТ 51.40-93 «Газы горючие природные, подаваемые в магистральный газопровод» с последующей подачей его в магистральный газопровод Мыльджино-Вертикос с давлением 5,4 МПа. В результате получения товарного газа (осушки газа) на УКПГ получают нестабильный конденсат, который подается для стабилизации на установку дегтанизации и стабилизации конденсата (УДСК), предназначенную для переработки газового конденсата с получением углеводородных газов, сжиженной широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) и стабильного конденсата.

Установка комплексной подготовки газа состоит из модулей – технологических автоматизированных линий обработки газа с законченным технологическим процессом. Схема расчета установки приведена на рисунке.

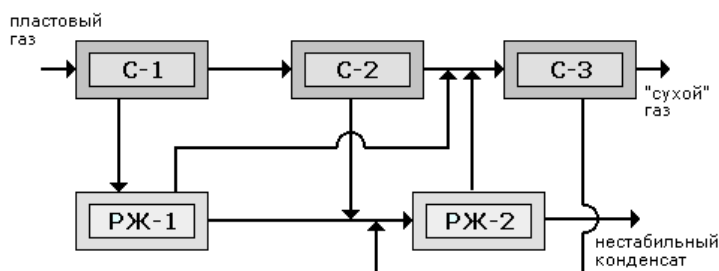


Рис. Схема расчета установки комплексной подготовки газа

По методике предложенной Хайнце [1] для расчета условий гидратообразования природных газов, содержащих значительное количество N_2 и CO_2 , при $P > 40000$ КПа, проведен расчет

$$T_N = \sqrt{\frac{\chi'}{m'}} \quad (1)$$

где $m' = 0,445$; χ' – константа.

Исходя из полученных данных материального баланса МПГ1 давление $P = 7,46$ МПа;

При таком значении давления [2] константа $\chi' = 35272$;

$$T_N = \sqrt{\frac{35272}{0,445}} = 281,5K.$$

Для проведения нормирования расхода и определения ПДС метанола в качестве исходных данных используются значения пластового давления $P_{пл}$ и давления газа в конце шлейфа $P_{газ}$, а также соответствующие значения температуры $t_{пл}$ и $t_{газ}$.

Равновесное содержание метанола в газе определяется по уравнению

$$q_G = \frac{9 \cdot 28}{1600 \cdot 7 \cdot 28} \cdot 3,2 = \frac{0,4кз}{1000м^3}, \quad (2)$$

где 3,2 – значение M_0 , г/м³ для $P=7,76$ МПа и $t=20,8$ °С

Найденные значения C_2 и q_G применимы для расчета при различном содержании в газе жидкой водной фазы. Количество поступающей с газом воды при водопроявлении скважин определяется замером. Например, замеренное количество воды превышает количество конденсирующейся влаги и составляет 0,73 г/м³.

Требуемый расход 95 %-го метанола составляет

$$G = \frac{DW \cdot C_2}{C_1 - C_2} + \frac{100 - C_2}{C_1 - C_2} \cdot (q_{Г1} - q_{Г2} + q_{К1} - q_{К2}) = \frac{0,73 \cdot 28}{95 - 28} + \frac{100 - 28}{95 - 28} \cdot 0,4 = \frac{0,52кз}{1000м^3} \quad (3)$$

где DW – количество содержащейся в газе (или конденсате) жидкой воды, кг/1000м³;

C_1 – концентрация закачиваемого в газ метанола (обычно 90..95 % мас.);

C_2 – минимально необходимая концентрация метанола в водной фазе, требуемая для предотвращения гидратообразования в защищаемой точке, % мас.;

$q_{Г1}$ – количество метанола, содержащееся в поступающем газе, кг/1000 м³,

$q_{Г2}$ – количество метанола, растворяющееся в газовой фазе при его концентрации в водном растворе C_2 , кг/1000 м³;

$q_{К1}$ – количество метанола, содержащееся в поступающем с газом углеводородном конденсате, 1 кг на 1000 м³;

$q_{К2}$ – количество метанола, растворяющееся в углеводородном конденсате при концентрации водометанольного раствора C_2 , 1 кг на 1000 м³.

Для условий примера (при отсутствии выноса пластовой воды) эта величина равна:

$$DW = (W_1 - W_2) \left(1 - \frac{9 \cdot C_2}{1600 - 7 \cdot C_2}\right) = (0,532 - 0,142) \left(1 - \frac{9 \cdot 28}{1600 - 7 \cdot 28}\right) = \frac{0,234кз}{1000м^3} \quad (4)$$

Требуемый расход метанола в этом случае в соответствии составляет исходя из уравнения (3):

$$G = \frac{DW \cdot C_2}{C_1 - C_2} + \frac{100 - C_2}{C_1 - C_2} \cdot (q_{Г1} - q_{Г2} + q_{К1} - q_{К2}) = \frac{0,234 \cdot 28}{95 - 28} + \frac{100 - 28}{95 - 28} \cdot 0,4 = \frac{0,418кз}{1000м^3} \quad (5)$$

Сравнение экспериментальных данных (количество метанола) с расчетными показало, что данная методика является адекватной для оценки количества ингибитора. Следовательно, на основе данной методики в дальнейшем может быть произведен расчет кривых гидратообразования, который в свою очередь может быть положен в основу математической модели исследуемого процесса, которая бы учитывала влияние гидродинамических условий, в том числе влияние линейной скорости потока внутри трубопровода на необходимое количество ингибитора, которое необходимо для эффективной подготовки углеводородного газа к транспорту.

Литература

1. Heinze F. Aufschluss und Gewinnung Flussiger und Gas Rohstoffe. – Freiberg, 1971, 147 с.
2. Бык С.Ш., Макогон Ю.Ф., Фомина В.И. Газовые гидраты. – М., 2001.

МОДЕЛИРУЮЩИЙ КОМПЛЕКС СОПРЯЖЕННЫХ ПРОЦЕССОВ ИЗОМЕРИЗАЦИИ ПЕНТАН-ГЕКСАНОВОЙ ФРАКЦИИ И РЕКТИФИКАЦИИ

Е.И. Литвак, Н.В. Чеканцев

Научный руководитель профессор Э.Д. Иванчина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Процесс изомеризации пентан-гексановой фракции – это процесс превращения низкооктановых нормальных и малоразветвленных алканов фр. н. к. – 62 °С в высокооктановые изомеры, являющиеся компонентами современных автомобильных бензинов. Экономическая эффективность процесса, а так же отсутствие ароматических углеводородов в бензине изомеризации делает этот процесс все более востребованным в последнее время. Одной из основных проблем, возникающих при эксплуатации действующих и проектировании новых установок, является обеспечение оптимальных режимов с точки зрения энерго- и

ресурсоэффективности. Решать подобные задачи методом математического моделирования необходимо с учетом сопряженности тепловых, разделительных и реакционных процессов.

Целью данного исследования является изучение влияния состава сырья и непосредственно процессов его получения на октановое число и состав изомеризата с применением математической модели реакторного блока промышленной установки Л-35-11/300 ПО «Киришинефтеоргсинтез».

Октановое число изомеризата в зависимости от состава сырья изменяется в пределах 2,5 пунктов. Сырьем процесса изомеризации (фр. н.к. – 62 °С) служат бензины блока вторичной перегонки бензинов. Его покомпонентный состав зависит от режима работы колонны разделения и от состава широкой бензиновой фракции. Для исследования влияния углеводородного состава фракции н.к. – 105 °С на октановое число изомеризата построена математическая модель сопряженных процессов ректификации фракции н.к. – 105 °С и изомеризации. Операторная схема представлена на рисунке 1.

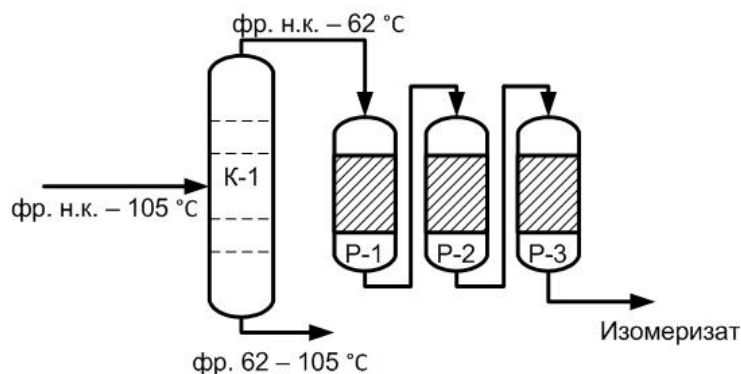


Рис. 1. Упрощенная технологическая схема процесса изомеризации
K-1 – колонна вторичной ректификации бензиновой фракции н.к. – 105 °С; P-1, P-2, P-3 – реакторы
изомеризации

В колонне K-1 фракция н.к. – 105 °С разделяется на фракции н.к. – 62 °С (верхний продукт) и 62 – 105 °С (нижний продукт). В дальнейшем фракция н.к. – 62 °С отправляется на гидроочистку, затем при температуре около 130 °С в смеси с водородсодержащим газом поступает в первый реактор изомеризации.

Таблица 1

Состав фракции н.к. – 105 °С

Компонент	Концентрация, % мас.							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Н-бутан	0,08	0,06	0,07	0,09	0,08	0,04	0,07	0,07
И-пентан	9,29	12,87	8,36	12,13	10,73	7,98	9,79	9,48
Н-пентан	19,35	15,89	21,18	19,21	19,99	26,93	18,25	17,68
2,2-диметилбутан	0,13	0,1	0,12	0,14	0,13	0,06	0,11	0,11
2,3-диметилбутан	1,05	0,81	0,95	1,15	1,02	0,53	0,93	0,90
2-метилпентан	12,12	9,32	11,53	10,11	9,99	9,97	9,12	8,83
3-метилпентан	7,46	6,52	8,65	6,07	7,00	6,98	6,39	6,19
Н-гексан	20,51	23,30	22,15	18,20	21,99	26,93	22,82	22,11
Н-гептан	5,39	6,97	4,85	5,91	5,22	4,60	4,77	7,75
Σ i-C7	5,63	4,34	5,05	6,16	5,45	2,87	4,98	4,83
Циклоалканы	17,55	18,71	15,78	19,23	16,99	12,37	21,49	20,82
Бензол	1,37	1,05	1,23	1,5	1,33	0,7	1,21	1,17

Моделирование процесса ректификации проводилось в среде программного пакета HYSYS. Модель реакторов представляет систему уравнений материального и теплового балансов, построенную на основе физико-химических закономерностей превращения углеводородов на катализаторе СИ-2. Связь между двумя системами осуществляется при помощи текстового файла, содержащего данные о составе и свойствах сырья изомеризации (фр. н.к. – 62 °С). Файл данных формируется автоматически средствами HYSYS, затем он считывается системой «Изомер», которая производит расчет реакторного блока. В итоге мы получаем состав и октановое число изомеризата.

В таблице 1 представлен состав фракции н.к. – 105 °С, поступающей в колонну K-1.

Технологический режим работы колонны K-1 принимался постоянным: нагрузка по сырью – 112 м³/ч, расход орошения – 49 м³/ч, тепловая нагрузка ребойлера – 7581 кВт, давление – 0,2 МПа. Температура и давление на входе в первый реактор были постоянными и составляли соответственно 130 °С и 0,27 МПа. Расход

сырья в реакторный блок определялся исходя из режима работы колонны К-1. В таблице 2 представлены составы верхнего продукта колонны К-1 – сырья процесса изомеризации, в зависимости от состава фракции н. к. – 105 °С.

Таблица 2

Состав сырья процесса изомеризации (фр. н. к. – 62 °С)

Компонент	Концентрация, % мас.							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Н-бутан	0,11	0,09	0,10	0,13	0,11	0,06	0,10	0,10
И-пентан	13,57	18,74	12,10	17,59	15,52	11,14	14,39	14,15
Н-пентан	28,26	23,13	30,67	27,85	28,92	37,60	26,81	26,39
2,2-диметилбутан	0,19	0,15	0,17	0,21	0,18	0,09	0,17	0,16
2,3-диметилбутан	1,49	1,15	1,32	1,64	1,43	0,71	1,32	1,31
2-метилпентан	16,71	12,86	15,57	14,16	13,75	12,73	12,56	12,52
3-метилпентан	9,05	7,94	10,18	7,68	8,54	7,61	7,65	7,76
Н-гексан	18,03	20,49	18,87	16,72	19,41	20,78	19,59	20,02
Н-гептан	0,07	0,07	0,05	0,08	0,06	0,02	0,04	0,08
Σ i-C7	0,75	0,56	0,62	0,86	0,72	0,27	0,61	0,64
Циклоалканы	10,74	14,04	9,44	11,94	10,36	8,51	15,90	15,99
Бензол	1,01	0,77	0,89	1,12	0,98	0,47	0,85	0,87

В дальнейшем полученные составы сырья использовались при расчете реакторного блока процесса изомеризации, результаты по октановому числу продукта представлены на рисунке 2.

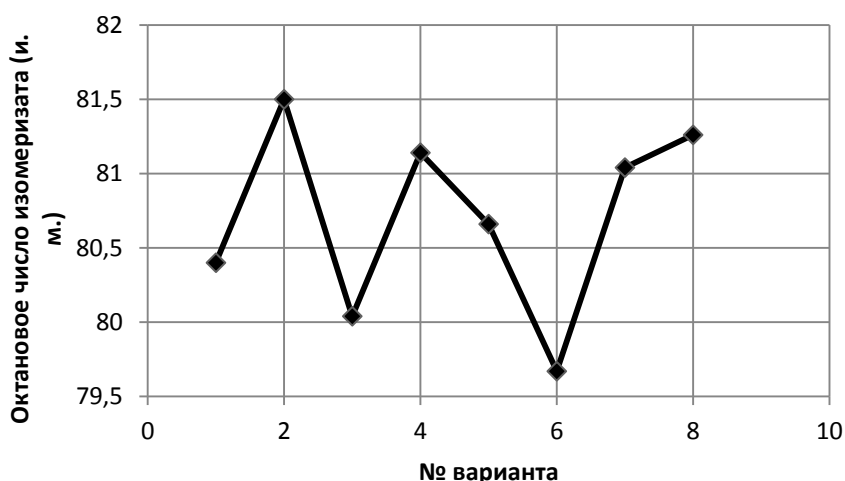


Рис. 2. Влияние состава фр. н. к. – 105 °С на октановое число изомеризата

Таким образом, разработанная математическая модель позволяет проводить оптимизацию углеводородного состава сырья установки изомеризации пентан-гексановой фракции. Важным показателем качества сырья процесса является содержание углеводородов C_{7+} . Режим работы блока вторичной ректификации бензинов должен быть организован таким образом, чтобы обеспечить их минимальное содержание во фракции н. к. – 62 °С. При увеличении концентрации углеводородов C_7 фракции н. к. – 105 °С и постоянном режиме работы колонны К-1 их содержание в сырье изомеризации увеличивается незначительно и не превышает 1 % мас. В случае изменения расхода сырья в К-1 задача подбора оптимального режима для получения сырья изомеризации с минимальным содержанием гептанов усложняется, ее эффективное решение возможно только при помощи математической модели.

Было проведено исследование влияния технологических параметров работы колонны К-1. Увеличение расхода фракции н. к. – 105 °С при постоянном расходе орошения и температуре низа колонны приводит к увеличению выхода сырья изомеризации. При постоянном режиме работы реакторного блока октановое число изомеризата снижается.

При увеличении температуры низа колонны при постоянном расходе орошения и нагрузке по сырию увеличивается расход дистиллята, при этом в сырье изомеризации попадает большее количество гексанов, октановое число изомеризата снижается при постоянном режиме работы реакторного блока.

При постоянной загрузке по сырью и температуре низа К-1 увеличение расхода орошения приводит к снижению температуры верха колонны, расход дистиллята снижается, сырье изомеризации обогащается пентанами. Октановое число изомеризата увеличивается (при постоянном режиме работы реакторного блока).

МЕТОД НАГРЕВА ПОДЗЕМНЫХ ПЛАСТОВ ГОРЮЧИХ СЛАНЦЕВ

С.М. Мартемьянов

Научный руководитель профессор В.В. Лопатин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи с истощением активно разрабатываемых в настоящее время запасов нефти и газа, необходимо всё большее внимание уделять развитию методов получения жидкого и газообразного топлива из твердых ископаемых топлив, в первую очередь – путем освоения месторождений горючих сланцев, запасы которых очень велики по сравнению с запасами нефти и природного газа. Однако как энергетическое сырье горючие сланцы практически не используются из-за нерентабельности существующих технологий из добычи. Решением этой проблемы может стать подземная газификация. Этот принцип предполагает преобразование твердого топлива в газообразную или жидкую фазу непосредственно на месте залегания. Такая технология может оказаться значительно дешевле разработки месторождения шахтным способом.

Д.И. Менделеев выдвинул идею подземной газификации угля в 1888 году. Основная проблема различных технологий подземного преобразования угля или сланца в жидкие и газообразные углеводороды – это нагрев пласта. Для этого может использоваться сжигание части породы при подаче окислителя через скважину [3]. Однако для топлив с высокой зольностью, таких как горючие сланцы, такой подход неприменим.

Нагреть подземный пласт можно с помощью электромагнитных источников энергии. Однако поскольку твердые топлива являются диэлектриками, невозможно использовать для этой цели джоулевы потери электрического тока. Таким образом, нагрев только постоянным током невозможен. Переменное высокочастотное электромагнитное поле может создавать в среде помимо резистивных еще и диэлектрические потери. В данном случае для воздействия на подземный пласт необходим высоковольтный ВЧ-генератор. Таким образом, способ подземного нагрева пласта будет выглядеть следующим образом:

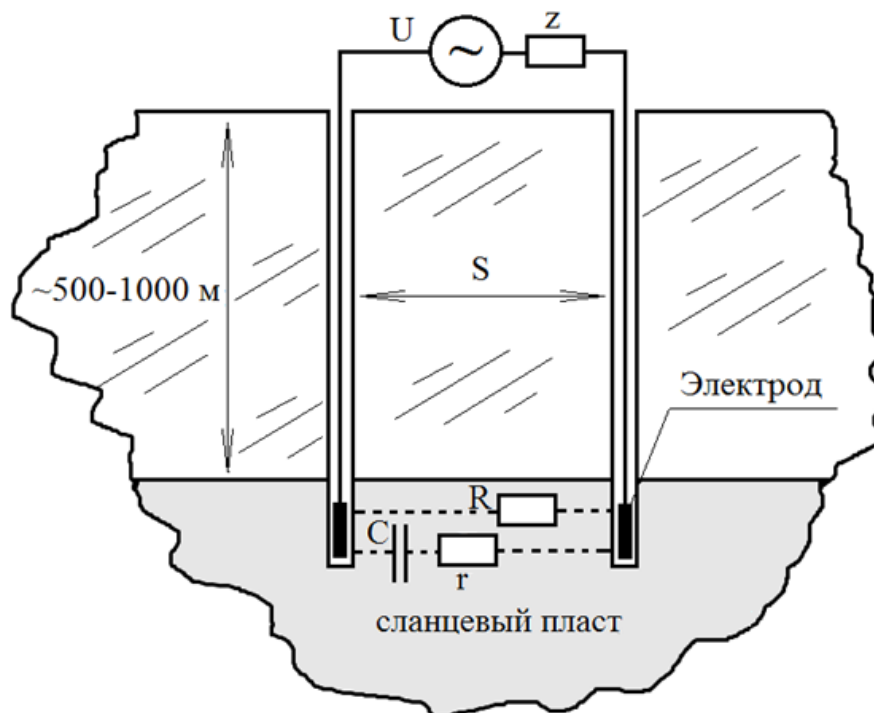


Рис. Схема метода

В соответствии с методом необходимо наличие двух скважин, в которых размещаются электроды, соединенные с высоковольтным ВЧ-генератором, расположенным на поверхности. Мощность, выделяемая в нагреваемой части сланцев P , определяется в этом случае в виде двух слагаемых:

$$P(T, f) = kE_{av}^2(T, f)S^2 f \varepsilon_0 \varepsilon(T, f) \operatorname{tg} \delta(T, f) + \sigma(T, f)E_{av}^2(T, f).$$

Здесь $E_{av} = U/S$ – средняя напряженность электрического поля между двумя электродами на расстоянии S , f – частота, k – численный геометрический коэффициент, $\operatorname{tg}\delta$ – тангенс угла диэлектрических потерь. Первое слагаемое представляет собой мощность диэлектрических потерь, выделяемую на элементе r эквивалентной схемы (рис. 1), а второе – мощность резистивных потерь, выделяемую на элементе R .

Поскольку начальное сопротивление сланцев велико, резистивные потери будут сравнительно небольшими. Поэтому для стартового нагрева необходимо использовать высокочастотный нагрев в области частот 10-100кГц, где большинство гетерогенных материалов имеют максимумы поглощения энергии электромагнитного поля. По мере роста температуры по закону Аррениуса будет возрастать электропроводность, то есть всё большую роль начнут играть потери проводимости.

Мощность тепловой энергии, выделяемой в межэлектродном пространстве пласта, распределяется в соответствии с формулой:

$$P(t) = C(T)\gamma \frac{\partial T}{\partial t} - \alpha(T)(T_g - T_0).$$

Здесь γ – плотность сланцев, C – удельная теплоемкость сланцев, α – коэффициент теплоотвода, T_0 – начальная температура пласта, T_g – температура пиролиза сланцев. Первое слагаемое показывает энергию, расходуемую на нагрев межэлектродного пространства пласта до температуры пиролиза T_g . Второе слагаемое отражает распределение тепла за счет теплоотвода теплопроводностью.

Температура термического разложения сланцев может изменяться в зависимости от месторождения и обычно имеет следующие значения:

- от 150 до 250 °С – зона выделения кислородосодержащих газов и подсмольных вод;
- от 250 до 400 °С – зона обильного выделения смолы;
- от 400 до 650 °С – зона образования пиролизных газов;
- от 650 до 1300 °С – зона превращения углеродного коксового остатка с помощью кислорода в горючие газы [4].

Учитывая повышенное давление внутри залегающего пласта сланцев на глубине ~500 м, следует ожидать снижения температуры их разложения T_g на ~(100÷150) °С. То есть ожидаемая температура разложения сланцев должна составить $T_g \sim 400$ °С.

В связи с невозможностью априорного предсказания ни условий эффективного выделения энергии, ни условий потерь энергии за счет теплоотвода, необходимо провести ряд работ исследовательского характера. При этом работу целесообразно построить в соответствии со следующими этапами:

- измерение диэлектрических и тепловых свойств сланцев;
- численное математическое моделирование распределения температуры при нагреве;
- экспериментальное моделирование подземного нагрева в лабораторных условиях.

Проведение предварительных расчетов и численного моделирования невозможно без знания диэлектрических и тепловых свойств горючих сланцев. Проблема усугубляется тем, что свойства породы зависят от температуры и будут изменяться при нагревании. Диэлектрические свойства также зависят от частоты воздействующего напряжения. В связи с этим были исследованы свойства образцов Циблинского месторождения (КНР). В [1] описана методика и результаты измерения следующих свойств горючих сланцев:

- $\operatorname{tg}\delta = f(\omega, T)$ – тангенс угла диэлектрических потерь;
- $\varepsilon = f(\omega, T)$ – относительная диэлектрическая проницаемость;
- $\rho = f(T)$ – удельное электрическое сопротивление;
- $C = f(T)$ – удельная теплоемкость;
- $\lambda = f(T)$ – коэффициент теплопроводности.

Полученные данные позволяют на основе математической модели рассчитать тепловое поле подземного пласта при нагревании его электромагнитным полем. Результаты математического моделирования на основе двухмерной модели описаны в работе [2].

Математическое моделирование показывает принципиальную возможность нагрева подземного пласта от наземного радиочастотного генератора в разумный временной интервал. Однако из-за низкой теплопроводности породы тепловое поле сосредоточено в основном вблизи электродов. Для более равномерного распределения температуры необходим длительный нагрев порядка $10^5 \div 10^7$ с.

Подтверждение результатов, полученных с помощью математического моделирования, требует проведения эксперимента с реальным фрагментом породы. Полевые испытания в этом случае требуют высоких затрат, например, для создания мощного ВЧ-генератора. При этом затруднительно контролировать параметры процесса: градиент температур, изменение характеристик породы во времени и т.д. Оптимальным решением является проведение масштабного эксперимента на лабораторной установке с фрагментом породы. Экспериментальное моделирование, проводимое в настоящее время, имеет целью верифицировать результаты математического моделирования и выяснить оптимальные параметры выделения и распределения тепла внутри реального фрагмента породы.

Описанный способ нагрева подземных пластов может оказаться пригодным для подземной газификации твердых горючих ископаемых, в частности, горючих сланцев. Вопросы его технической реализуемости, и, далее, экономической эффективности будут исследованы в дальнейшей работе.

Литература

1. Sergey M. Martemyanov. Investigation of dielectric properties of shale // Journal of International Scientific Publications: Materials, Methods and Technologies, 2011 – Volume 5, Part 3 – S. 93–101.
2. Князева А.Г., Лопатин В.В., Мартемьянов С.М., Маслов А.Л., Хан Вэй. Моделирование подземного нагрева сланцев в электромагнитном поле // Известия высших учебных заведений. Физика. – М., 2011 – Том 54, – №11/3. – С. 5–12.
3. Патент РФ № 2385412, МПК E21B43/295, опубл. 27.03.2010.
4. Федосеев С.Д., Чернышев А. Б. Полукоксование и газификация твердого топлива. – М.: 1960. – 326 с.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ОБЕЗВОЖИВАНИЯ И ОБЕССОЛИВАНИЯ ПРИ
 ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ**

Т.В. Новикова

Научный руководитель доцент О.Е. Мойзес

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Процессы первичной подготовки нефти имеют весьма важное значение для нефтеперерабатывающей промышленности, это связано с тем, что качество сырья играет решающую роль во многих процессах переработки нефти. В связи с этим необходима разработка новых и совершенствование ранее предложенных моделей, которые с достаточной точностью описывают процессы первичной подготовки нефти с целью прогнозирования и оптимизации установок.

При обессоливании из нефти удаляется вода, которая вызывает непроизводительную загрузку трубопроводов, а также сильную коррозию нефтепромыслового оборудования. Вместе с водой из нефти удаляются минеральные соли, являющиеся каталитическими ядами. Для решения этих задач необходимо исследовать влияние различных технологических параметров на математических моделях адекватно описывающих процесс обессоливания [1].

На кафедре химической технологии топлива ТПУ была разработана математическая модель процесса обессоливания в электрическом поле. С использованием этой модели были выполнены исследования влияния основных технологических параметров на проведение процесса обессоливания нефти:

1. Исследование влияния расхода промывной воды на конечное содержание солей в нефти при различных значениях начальной обводненности нефти.
2. Исследование влияния начальной обводненности нефти на диаметр капли. Результаты приведены на рисунке 1.
3. Исследование влияния диаметра капли на напряженность поля. Результаты приведены на рисунке 2.

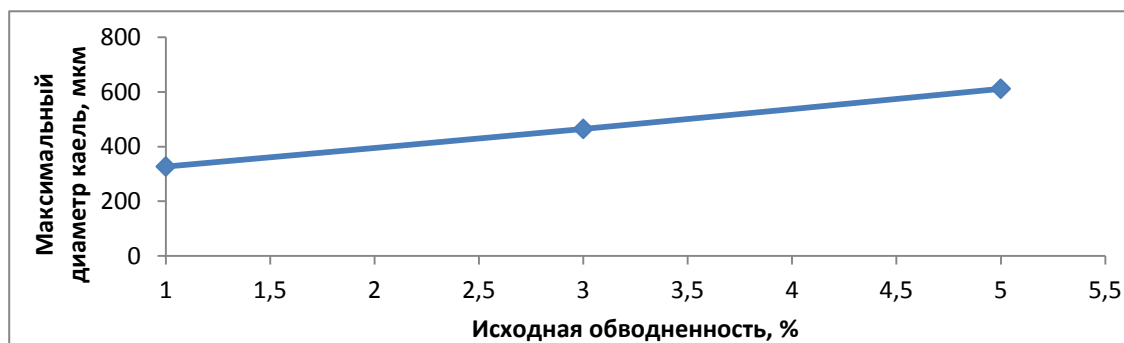


Рис. 1. Зависимость изменения диаметра капли от исходной обводненности нефти

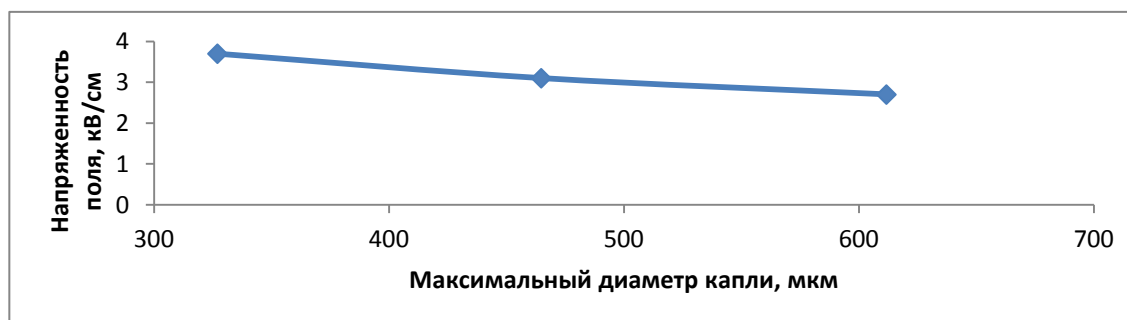


Рис. 2. Зависимость изменения напряженности поля от диаметра капли

Проведение исследований с использованием математической модели процесса обессоливания в электрическом поле показало:

С увеличением исходной обводненности увеличивается диаметр капли, напряженность поля при этом уменьшается. Это, по-видимому, можно объяснить тем, что при низкой обводненности нефти диаметр капель небольшой, что усложняет коалесценцию и, следовательно, требуется большая напряженность поля для увеличения диаметра капель и повышения эффективности процесса коалесценции.

Кроме того, были выполнены исследования процесса обезвоживания с использованием моделирующей системы (МС) промышленной подготовки нефти с учетом минерализации пластовой воды. Моделирующая система включает следующие активные блоки: сепарация, каплеобразование, отстаивание.

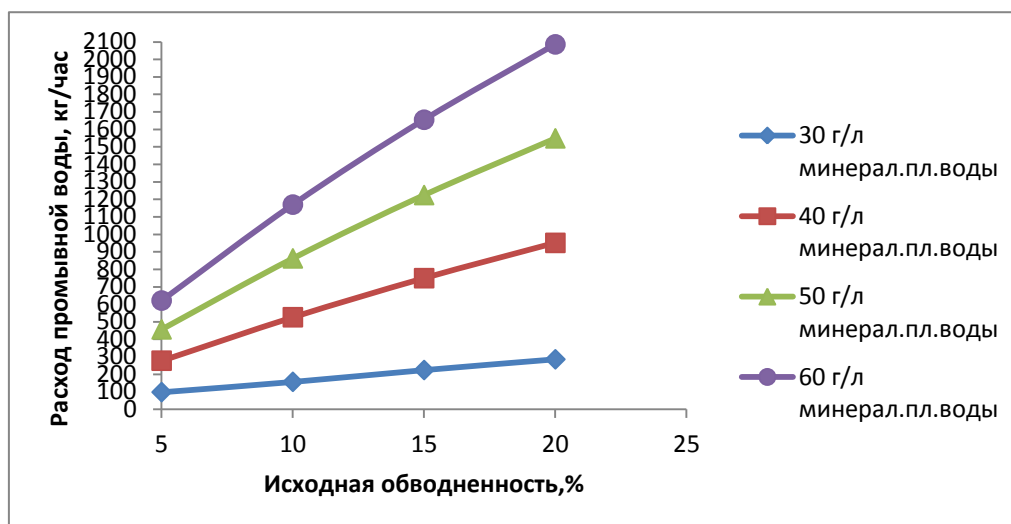


Рис. 3. Зависимость изменения расхода промывной воды от исходной обводненности нефти при различных значениях минерализации пластовой воды

Были выполнены исследование влияния исходной обводненности нефти на:

- конечное содержание солей в ней при различных значениях минерализации пластовой воды;
- на расход промывной воды, при различных значениях минерализации пластовой воды (рис. 3);
- конечную обводненность нефти при различных значениях минерализации пластовой воды.

Проведение исследований с использованием МС процессов промышленной подготовки нефти с учетом минерализации показало: при исследовании влияния исходной обводненности на расход промывной воды при минерализации пластовой воды 30...60 г/л, что динамика изменения промывной воды значительно зависит от исходной обводненности нефти и минерализации пластовой воды

Литература

1. Глаголева О.Ф., Капустин В.М. Технология переработки нефти. В 2-х частях. Часть первая. Первичная переработка нефти. – М: Химия, КолоС, 2007. – 400 с.

АНАЛИЗ СОСТАВА И СВОЙСТВ НЕФТЕЙ В ЗАЛЕЖИ КРАПИВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Е.А. Осипенко

Научный руководитель доцент Е.А. Кузьменко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Определение свойств и состава нефти является важным этапом предпроектных исследований, необходимых для получения рекомендаций по добыче, подготовке, переработке и транспортировке нефти, подбору деэмульгаторов и т.д., а также для уточнения геологического строения нефтяной залежи. Так как разрабатывается новый проект эксплуатации Крапивинского месторождения, площади разработки растут, бурятся новые скважины, актуальным является исследование по определению состава и свойств нефти залежи месторождения.

Изучению этих факторов и влиянию их на состав и свойства нефтяных флюидов посвящены работы многих исследователей [1-4].

Целью работы является:

- обработка данных по составу и свойствам нефтей статистическими методами и получение эмпирических зависимостей для расчета физико-химических свойств;

**СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ОСВОЕНИЯ И
ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ
ПОДСЕКЦИЯ 2. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕРАБОТКИ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

237

- выявление и анализ геологических факторов, влияющих на состав и свойства нефтей в залежи Крапивинского месторождения.

В качестве исходной информации были приняты результаты лабораторных исследований по определению плотности (149 проб), вязкости (149 проб), а также содержания серы (138 проб), асфальтенов (32 пробы), смол (32 проб), и парафинов (16 проб) в нефти.

Для определения тесноты связи параметров были рассчитаны коэффициенты парной корреляции, значения которых представлены в таблице 1.

Ориентируясь на значения полученных коэффициентов, можно сделать вывод, что плотность нефти Крапивинского месторождения значительно зависит от содержания серы в ней. Более слабая зависимость плотности наблюдается от содержания асфальтенов. Как мы видим, коэффициент корреляции плотности и содержания смол достаточно низкий 0,4, что свидетельствует об отсутствии тесноты связи, а для связи плотности с содержанием парафинов не наблюдается даже тенденции. Аналогично, для вязкости: корреляция между вязкостью и содержанием серы достаточно высокая, между вязкостью и содержанием асфальтенов слабее, а между вязкостью и содержанием смол и парафинов практически отсутствует. Тесная корреляция наблюдается между такими свойствами нефти, как плотность и вязкость.

Таблица 1

Коэффициенты парной корреляции

Параметры состава	обозначения	Свойства нефти	
		Плотность	Вязкость
Серя	S	0,87	0,84
Асфальтены	Асф	0,74	0,83
Асф/см	Асф/См	0,5	0,56
Смолы	См	0,4	0,43
Парафины	П	0,01	0,08

Для параметров, между которыми наблюдается корреляционная связь, с помощью электронных таблиц Excel были построены эмпирические зависимости (табл. 2).

Таблица 2

Эмпирические зависимости параметров состава и свойств нефти

Эмпирические зависимости	Величина достоверности аппроксимации
$\rho = 0,0592 \cdot S^2 + 0,0009 \cdot S + 0,8121$ (1.1)	0,7551
$\rho = -0,0009 \cdot \text{Асф}^2 + 0,0144 \cdot \text{Асф} + 0,8209$ (1.2)	0,6156
$\mu = 0,406 \cdot e^{-3,5484 \cdot S}$ (1.3)	0,8048
$\mu = 3,6967 \cdot \text{Асф}^{0,8043}$ (1.4)	0,6570
$\mu = 659,05 \cdot \rho^{28,178}$ (1.5)	0,9488

Из таблицы 2 видно, что наибольшей величиной достоверности аппроксимации характеризуется степенная функция, описывающая зависимость вязкости от плотности, меньшей достоверностью обладают зависимости вязкости и плотности от содержания серы в нефти, и менее достоверными являются зависимости вязкости и плотности от содержания асфальтенов.

Так, по полученным математическим выражениям, если нам известно содержание серы, мы можем прогнозировать, в каких пределах будут лежать плотность и вязкость для данной нефти, если известно значение плотности, можно определить пределы возможных значений вязкости.

Также исследовалось распределение плотности по залежи месторождения, рассматривались различная глубина и географическое положение. Удалось разбить залежь на несколько независимых между собой блоков, различающихся по составу и свойствам. Эти блоки представлены на рисунке.

Для проб, соответствующих южной части залежи, находящейся на самой глубине кровли пласта, характерны содержание серы $S=0,7197-0,9248$, асфальтенов $\text{Асф}=1,61-3,66$, смол $\text{См}=4,69-8,41$ % масс. и плотность в пределах от 0,8384 до 0,8669 г/см³, что соответствует близости к нижней границы диапазона изменения плотности для данного месторождения.

Для проб, взятых с центральной части месторождения плотность находится примерно в том же диапазоне, содержание асфальтенов и серы понижается, а содержание смол повышается. Глубина залегания пластов центра наименьшая.

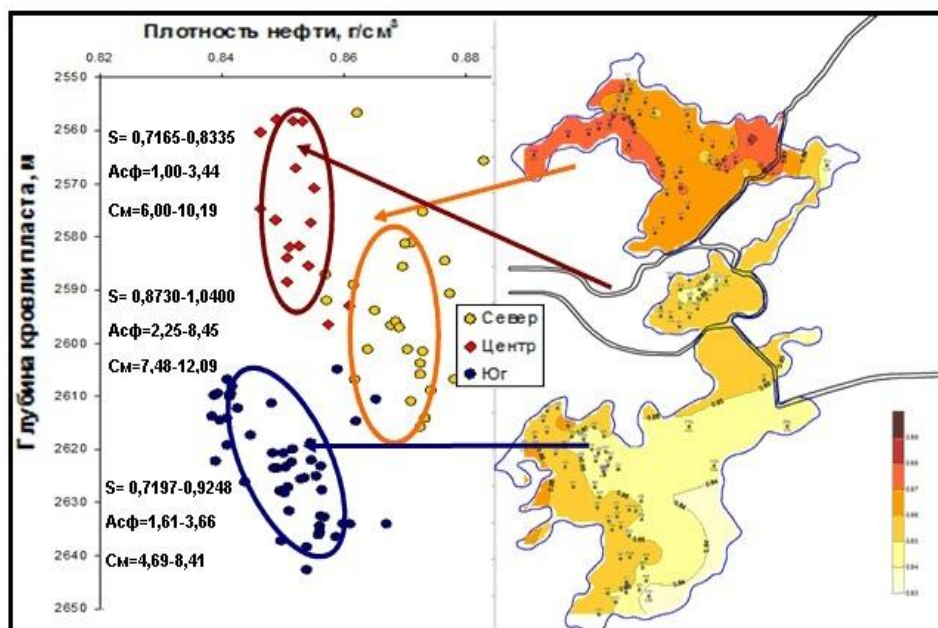


Рис. Распределение плотности по залежи месторождения

Для проб северной части месторождения характерно повышение плотности от 0,8569 до 0,8827 г/см³, также наблюдается смещение диапазонов значений в сторону увеличения по содержанию серы, асфальтенов и смол. Глубина кровли пласта этого района средняя.

Таким образом, получены следующие результаты работы:

- были построены и изучены зависимости состава и свойств нефти;
- удалось разделить нефтяную залежь на несколько независимых между собой блоков. Из чего следует, что изменение состава и свойств нефти Крапивинского месторождения имеет территориальную зависимость.

Литература

1. Гончаров И. В. Геохимия нефтей Западной Сибири. – М.: Недра, 1987. – 181 с.
2. Гончаров И. В., Федоров В. А., Коробочкина В. Г., Брылина А. В. О возможности геохимии в уточнении геологической модели месторождения // Нефтяное хозяйство. – М., 1996. – № 2. – С.81–84.
3. Кравченко Г.Г. Геологическое строение и механизм формирования коллекторских свойств продуктивных песчаников Крапивинского месторождения нефти: Автореф. дис. канд. геол.-минерал. наук. – Томск, 2010. – 23 с.
4. Электронный ресурс: <http://www.rae.ru/forum2010/6/22>, – Современные методы исследования свойств нефти Крапивинского месторождения.

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ВОЗМУЩАЮЩИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА РАБОТУ РЕКТИФИКАЦИОННОЙ КОЛОННЫ

В.В. Павлик, А.В. Вольф

Научный руководитель доцент М.А. Самборская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ректификационные колонны являются основными аппаратами по первичной переработке нефти. Кроме того, эффективность работы данных установок является одним из ключевых факторов в целях повышения прибыльности нефтеперерабатывающего завода. Однако при эксплуатации действующих ректификационных колонн возникают технологические проблемы, обусловленные, в первую очередь, изменением параметров технологического режима, состава сырья, требованиям к качеству получаемой продукции и т.п. Поэтому необходим четкий и надежный непрерывный мониторинг и регулирование технологических параметров работы колонн, анализа основных технологических показателей и эффективности производства в целом.

Для этих целей необходимо на первом этапе четкое выявление параметров, наиболее существенно влияющих на изменение состояния системы. Чувствительность системы выражает количественно характеризуемую способность системы изменяться под действием различных факторов. По существу это связано с изменчивостью состояния системы при изменении входных, возмущающих и управляющих переменных.

Чувствительность по параметру E_i характеризуют модулем соответствующей частной производной функций состояния и рассчитывается по формуле (1) [1]:

$$S_i = \frac{\partial F}{\partial E_i}, \quad (1)$$

где S_i – коэффициент чувствительности элемента;
 F – функция состояния элемента;
 E_i – изменяемый параметр.

Для оперативного расчета приведенных коэффициентов чувствительности применительно к ректификационной установке, разработана модель, в которой использованы следующие допущения:

1. Расходы жидкости и пара постоянны по колонне;
2. Скорости потоков жидкости и пара постоянны по колонне;
3. Жидкость движется в режиме идеального вытеснения;
4. Пар на тарелках находится в режиме идеального смешения;
5. Гидравлическим запаздыванием жидкости на тарелках пренебрегаем.

Математическая модель позволяет анализировать параметрическую чувствительность колонны к возмущениям расходов, составов и температур основных потоков установки.

Ниже приведены уравнения расчета чувствительности к возмущениям расхода флегмы (2, 3). Для укрепляющей секции колонны с полным кипятыльником было получено уравнение:

$$\left(\left[\frac{z}{z+1} \right]^n \right)^m, \quad (2)$$

где z – флегмовое число,
 n – количество тарелок в колонне,
 K – коэффициент фазового равновесия компонента.

Для укрепляюще секции колонны с парциальным кипятыльником было получено следующее уравнение:

$$\left(\left[\frac{z}{z+1} \right]^n \right)^m \cdot \frac{1}{K^m}, \quad (3)$$

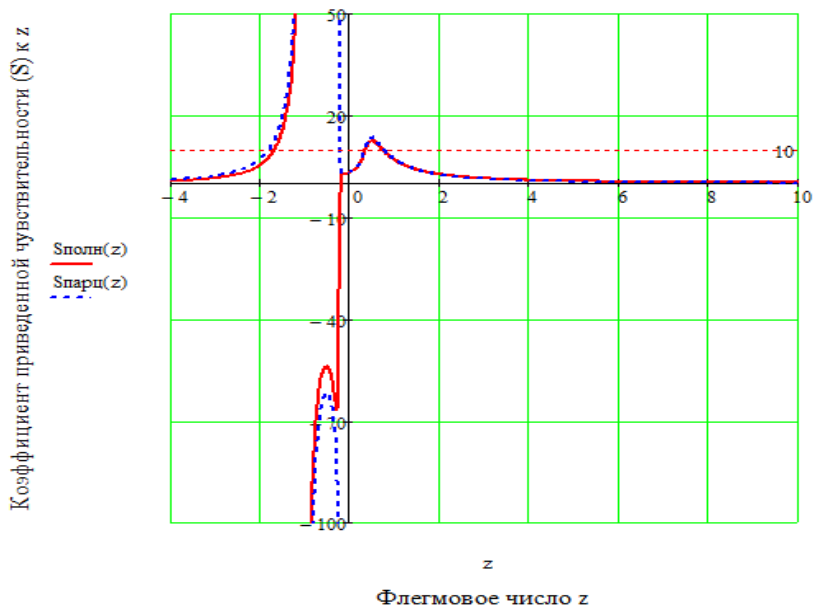


Рис. 6. Зависимость коэффициента приведенной чувствительности от расхода флегмы при n=15

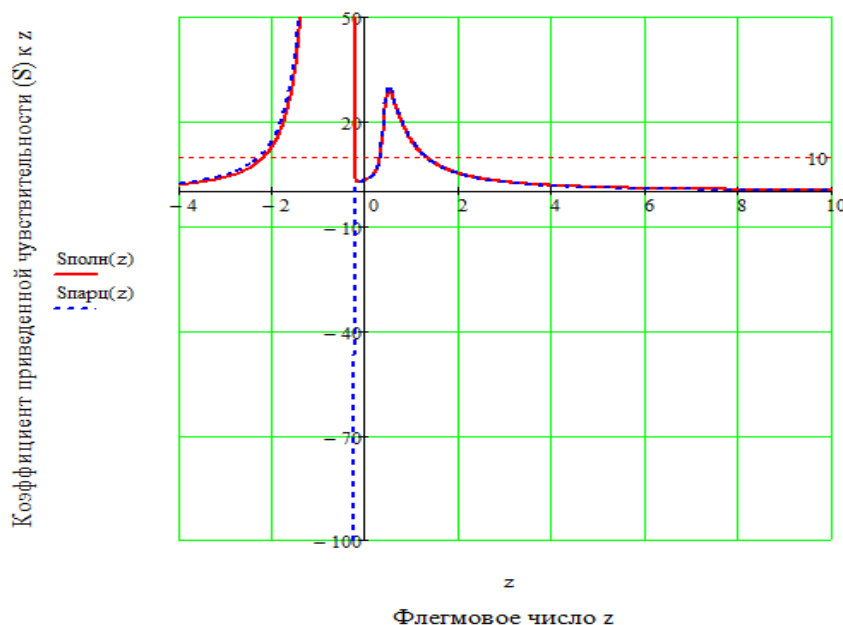


Рис. 7. Зависимость коэффициента приведенной чувствительности от расхода флегмы при $n=30$

Варьируя расход флегмы в пределах максимальной погрешности измерений расходов, можно количественно определить погрешности составов и расходов продуктовых потоков установки и сделать вывод о целесообразности использования данного параметра в целях управления. Установлено, что чувствительность к возмущению расхода флегмы существенно различается для компонентов с разными летучестями и зависит от конструктивных параметров ректификационных колонн. Зависимость коэффициентов приведенной чувствительности от расхода флегмы при различном количестве тарелок в колонне приведена на рис. 1 и рис. 2.

Аналогичным образом в работе получены приведенные коэффициенты чувствительности относительно остальных управляющих, а также возмущающих и входных параметров.

Анализ полученных результатов позволил дать рекомендации по разработке эффективных систем управления для установок ректификации.

Литература

1. Чувствительность ХТС [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://mm.lti-gti.ru/works_lectures/7.htm

ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА ПАЛЕОЗОЙСКИХ НЕФТЕЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

М.И. Пикалова

Научные руководители профессор И.В. Гончаров, доцент О.Е. Мойзес

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В центральной части Западной Сибири подавляющее число залежей нефти открыто в меловых отложениях. На их долю приходится основная часть запасов и сегодняшней добычи и переработки. В отличие от центральных районов большинство открытых залежей на территории Западной Сибири локализованы в верхнеюрских отложениях. Кроме того, значительное число залежей приурочено к меловому, нижне- и среднеюрскому комплексам, зоне контакта и палеозою. В перспективе встает вопрос о добыче и оценке потенциала залежей палеозойских нефтей, так как в скором времени ресурсы добываемых мезозойских нефтей исчерпают себя и тогда остро встанет вопрос о добыче и переработке нефтей палеозоя. Палеозойская доля в расчетных балансовых ресурсах все время увеличивается. Например, на юго-востоке Западной Сибири была выделена Приенисейская нефтегазоносная область, в результате чего доюрские ресурсы достигли 10 млрд.т. и значительно превысила мезозойские, хотя несколько лет назад эти районы считались бесперспективными.

Проблема нефтегазоносности палеозоя Западно-Сибирской равнины насчитывается уже более восьмидесяти лет. В 1932 году И.М. Губкин впервые сформулировал идею нефтегазоносности мезозоя этой территории и у него сразу появились оппоненты (Н.С.Шатский, М.К.Кудрявцев, М.К.Коровин и др.), которые считали, что перспективы нефтегазоносности этого региона связаны, в первую очередь, с палеозойским комплексом. После открытия месторождений нефти и газа в Приуралье и Широном Приобье основное внимание было переключено на поиски скоплений нефти и газа в мезозое.

А.А. Трофимук считал, что весь доюрский потенциал триасового, палеозойского и допалеозойского этажей Западно-Сибирской равнины составляет 51 млрд. т. Он утверждал, что палеозойские и

верхнепалеозойские этажи Западной Сибири «...генерировали количество углеводородов, сравнимое с количеством углеводородов, генерированным юрским и меловым этажами».

При рассмотрении перспектив добычи и нефтепереработки необходимо учесть, что в будущем нефтепереработка должна будет ориентирована на переработку нефтей доюрского возраста. Для того чтобы избежать потерь на производстве при переходе на переработку другого сырья необходимо заранее оценить ресурсный потенциал данных нефтей, а также их физико-химические характеристики и соответственно спланировать возможные схемы при изменении переработки. Самым главным вопросом будет возможный ассортимент продукции, ее качество и затраты на переоборудование производства, и возможные доходы, а также повышение их уровня.

Так как нефть это многокомпонентная система, представляющая собой смесь органических соединений, то ее качество обусловлено свойствами отдельных компонентов и спецификой их сочетания, взаимодействия и соотношения всей системы с окружающей средой. Знание состава палеозойских нефтей и оценка их ресурсного потенциала позволит заранее спланировать эффективную переработку сырья и набор возможных продуктов и направлений производства.

Многообразие нефтей обусловлено не только составом исходного органического вещества (ОВ), условиями осадконакопления но и влиянием других факторов на уже сформировавшуюся залежь (изменение температуры, давления, глубины залегания, уровня катагенеза, гидродинамических процессов, гравитационной дифференциация, миграции, осернения, биодеградации, степени преобразования нефтей в залежи, конденстообразования и др.).

Все эти факторы можно разделить на две основные подгруппы:

- первичные факторы (генетические) – факторы, которые несут «генетическую» информацию, т.е. информацию, унаследованную от ОВ, и которые прежде всего характеризуют его природу и условия преобразования на стадии осадконакопления.
- совокупность вторичных факторов, таких как глубина залегания, изменение температуры, давления, глубины залегания, уровень катагенеза, гидродинамические процессы, миграция, осернение, биодеградация, степени преобразования нефтей в залежи, конденстообразование и др.

Важно отметить, что первостепенную роль на состав нефти играет природа ОВ из которого образовалась нефть (терригенная, морская или смешанная), исходя из состава живых организмов, которые образовали ОВ. Поэтому для оценки нефтегазоносности палеозойских отложений Западной Сибири необходимо на современном уровне необходимо проводить исследования углеводородов-биомаркеров в нефтях палеозоя, по содержанию и составу которых можно судить о типе органического вещества, условиях осадконакопления и уровне катагенеза. В настоящее время новейшие аналитические методы органической химии создали возможности для изучения состава нефтей на молекулярном и атомном уровне и выяснения на этой основе биохимической природы (исследования углеводородов-биомаркеров). Под углеводородами-биомаркерами понимают молекулы органических соединений, унаследовавшие химическую структуру и многие элементы стереохимии от живых организмов. В составе биомаркеров в наибольших концентрациях встречаются следующие гомологические ряды насыщенных углеводородов: нормальные алканы (н), ациклические изопренаны (и), 2- и 3-метилалканы, стераны, гопаны, три- и тетрациклические терпаны и некоторые другие углеводороды – гаммацеран, олеанан.

Важным аспектом в исследовании состава палеозойских нефтей является выявление генезиса данных нефтей, так как это поможет оценить ресурсный потенциал нефтей палеозоя.

Целью данной работы является выявление особенностей состава палеозойских нефтей Западной Сибири.

Для достижения поставленной цели сформулированы основные задачи исследования:

- определение физико-химических характеристик нефтей;
- выделение группового состава (насыщенные, ароматические, асфальтены, смолы);
- проведение ХМС и изотопных исследований выделенных фракций;
- обобщение полученных результатов.

Литература

1. Гончаров И.В. Геохимия нефтей Западной Сибири. – М.: Недра, 1987. – 181 с.
2. Костырева Е.А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири: Диссертация. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2003. – 180 с.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕАКТОРА СИНТЕЗА МЕТАНОЛА НА ОСНОВЕ ПОВЕРХНОСТНОГО МЕХАНИЗМА ПРОТЕКАНИЯ РЕАКЦИЙ

Е.В. Попок, К.А. Грибанова

Научный руководитель доцент Е.М. Юрьев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время метанол является одним из наиболее широко распространенных химических продуктов. Большая часть производимого метанола отправляется на его дальнейшую химическую переработку:

на производство формальдегида, уксусной кислоты, метилтретбутилового эфира и т.д. Кроме того, метиловый спирт используется в нефтяной и газовой промышленности в качестве ингибитора гидратообразования при транспортировке нефти и газа. Еще одним направлением использования метанола является добавление в автомобильные бензины, что позволяет увеличить их октановое число без изменения конструкции двигателя внутреннего сгорания [1].

Целью настоящего исследования является составление математической модели реактора синтеза метанола, основанной на поверхностном механизме синтеза.

Для составления математической модели процесса авторами работы был выбран механизм синтеза, основанный на образовании положительно заряженного хемосорбированного комплекса $(CO)^{\delta+}$. Для подтверждения выбранного механизма синтеза и выявления предполагаемой структуры активного центра катализатора авторами были проведены подтверждающие квантово-химические расчеты, результаты которых приведены в работе [3]. В качестве активного центра была выбрана трехатомная структура, основанная на оксиде цинка, с внедрением атома меди. При этом показано, что адсорбция CO наиболее вероятна на атоме меди в цинк-медном кластере, составляющем основу активного центра катализатора синтеза метанола.

В научной литературе предложено несколько видов кинетических моделей, с разной точностью описывающих основные закономерности лабораторных и промышленных установок. Одной из первых моделей, разработанных в России была модель А.А. Караваева [2], в которой лимитирующей стадией была адсорбция водорода на поверхности катализатора. В дальнейшем Ф.С. Шуб и М.И. Темкин описали полученные результаты своими закономерностями [4]. В зарубежной литературе наиболее полное математическое описание процесса приведено авторами [6, 7].

Согласно предложенному и подтвержденному выше механизму синтеза метанола нами была составлена схема процесса с учетом реакций, протекающих на поверхности Zn-Cu-Al-катализатора:

1. $[Me]+CO \rightarrow [MeCO]$;
2. $2[Me]'+H_2 \rightarrow 2[Me'H]$;
3. $[Me'H]+[MeCO] \rightarrow [Me']+[MeCHO]$;
4. $[MeCHO]+[Me'H] \rightarrow [MeCH_2O]+[Me']$;
5. $[MeCH_2O]+[Me'H] \rightarrow [MeCH_3O]+[Me']$;
6. $[MeCH_3O]+[Me'H] \rightarrow CH_3OH+[Me]+[Me']$;
7. $[MeCO]+6[Me'H] \rightarrow CH_4+H_2O$;
8. $CH_3OH+CH_3OH \rightarrow CH_3OCH_3$;
9. $CO_2+H_2 \rightarrow CO+H_2O$.

где Me – активный центр катализатора.

Для приведенного механизма синтеза метанола было уже разработано несколько кинетических моделей, как наиболее подходящая и полная была выбрана модель, приведенная в работе [8]. Значения скорости целевой реакции синтеза метанола (1.1), конверсии CO (1.2) и синтеза метанола (1.3) для данной модели имеют следующий вид:

$$r_1 = \frac{k_1 K_{CO} K_{H_2}^2 K_{CH_3CO} P_{CO} P_{H_2}^2 - P_{CH_3OH} / K_{p1}}{1 + K_{CO} P_{CO} + 1 + K_{H_2}^{0.5} P_{H_2}^{0.5} + K_{H_2O} P_{H_2O}} \quad (1.1)$$

$$r_2 = \frac{k_1 K_{CO_2} K_{H_2}^{0.5} P_{CO_2} P_{H_2} - P_{CO} P_{H_2O} / K_{p2} / P_{H_2}^{0.5}}{1 + K_{H_2}^{0.5} P_{H_2}^{0.5} + K_{H_2O} P_{H_2O} + 1 + K_{CO_2} P_{CO_2}} \quad (1.2)$$

$$r_{DME} = \frac{k_{DME} K_{CH_3OH}^2 C_{CH_3OH}^2 - C_{H_2O} C_{DME} / K_{p,DME}}{1 + 2\sqrt{K_{CH_3OH} C_{CH_3OH}} + K_{H_2O,DME} C_{H_2O}} \quad (1.3)$$

где k – константа скорости соответствующей реакции, K – константа равновесия по соответствующему веществу, P – парциальное давление соответствующего компонента.

Для нахождения кинетических параметров для приведенной модели были проведены квантово-химические расчеты, результаты которых приведены в работе [5]. Было подтверждено, что лимитирующей стадией процесса является активация водорода в приповерхностном слое катализатора. Взаимодействие поверхностных соединений между собой значительно быстрее, чем адсорбция газов на поверхности катализатора.

Математическая модель процесса синтеза метанола в слое катализатора в стационарном режиме представляет собой систему уравнений материального и теплового баланса:

$$u \frac{dC_i}{dl} = \sum_{j=1}^m \pm r_j$$

$$u \cdot \rho \cdot C_p \frac{dT}{dl} = \sum_{j=1}^m \pm r_j \cdot Q_j$$

где i – порядковый номер компонента; C – мольная концентрация, моль/л; u – линейная скорость; l – координата реакционной зоны; j – порядковый номер реакции; m – общее количество реакций в схеме

превращения; ρ – плотность реакционной смеси; C_p – теплоемкость реакционной смеси; T – температура реакционной смеси; Q – тепловой эффект реакции.

С использованием промышленных данных с установки синтеза метанола М-750 ООО «Сибметакхим», г. Томск, была проведена проверка разработанной математической модели на адекватность. В связи с тем, что на установке М-750 не проводится анализ продуктов после каждой полки катализатора в реакторе сравнение расчетных и промышленных данных возможно только на выходе из реактора.

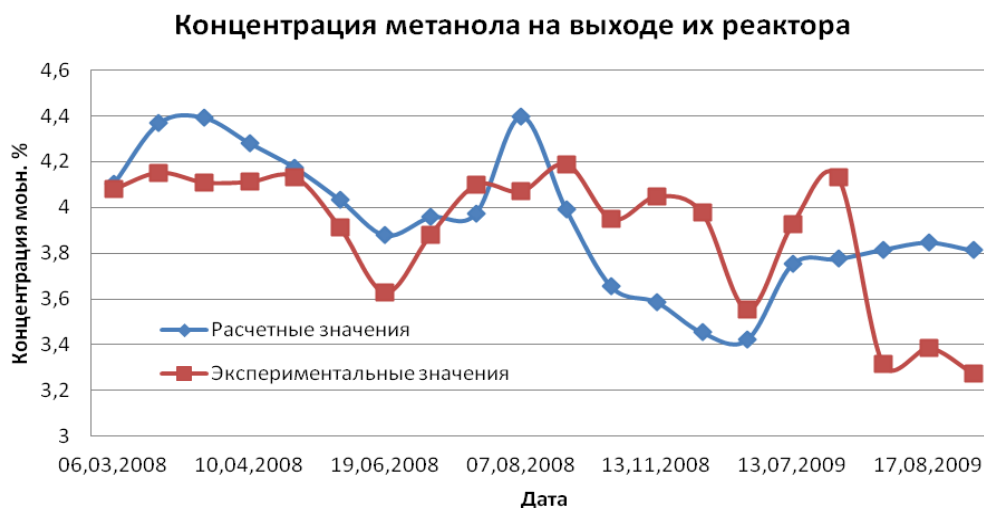


Рис. Сравнение экспериментальных и расчетных концентраций метанола на выходе из реактора синтеза

Как видно из рисунка 3 максимальное расхождение между расчетной и экспериментальной концентрациями метанола на выходе из реактора синтеза составляет 0,5 % мольн. Данное значения отклонения можно считать приемлемым, т.к. погрешность хроматографического анализа, с помощью которого определяется содержание компонентов на выходе из реактора может достигать 12 %.

Таким образом, была составлена математическая модель промышленного реактора процесса синтеза метанола. Для составления данной модели был проведен анализ существующих представлений о механизмах синтеза и схемах превращения веществ на поверхности катализатора. С использованием промышленных данных была проведена проверка разработанной модели на адекватность. Разница между расчетными и экспериментальными значениями концентраций веществ в газо-продуктовой смеси не превышает 0,5 % мольн., что позволяет сделать вывод об адекватности разработанной модели.

Литература

1. Брагинский О.Б. Мировая нефтехимическая промышленность. – М.: Наука, 2003. – С. 172–179.
2. Караваев М.М., Мастеров А.П. Производство метанола. – М.: Химия, 1973. – 160 с.
3. Кравцов А.В., Попок Е.В., Юрьев Е.М. Изучение механизма превращения СО на Zn-Cu-Al-катализаторе с помощью квантово-химических расчетов // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2011. – Т. 3. – №3. – С. 69–72.
4. Кузнецов В.Д., Шуб В.С., Темкин М.И. Кинетика синтеза метанола и гидролиза метанола на медьсодержащем катализаторе. (1. Экспериментальные результаты) // Кинетика и катализ. – М., 1984. – Т. 25. – №3. – С. 606–613.
5. Попок Е.В., Кравцов А.В., Юрьев Е.М. Исследование катализаторов низкотемпературного синтеза метанола с использованием методов квантовой химии // Катализ: от науки к промышленности: тезисы докл. Всерос. конф. (Томск, 21–24 нояб. 2011). – Томск, 2011. – С. 135–136.
6. Graaf, G.H., Scholtens H., Stamhuis E.J. Intra-particle diffusion limitations in low-pressure methanol synthesis // Chemical Engineering Science. 1990. Vol. 45. No. 4. PP. 773–783.
7. Graaf G.H., Stamhuis E. J., Beenackersz A.A. Kinetics of low-pressure methanol synthesis // Chemical Engineering Science. 1988. Vol. 43. No. 12. PP. 3185–3195.
8. Lim H.W., Park M.J., Kang S.H. Modeling of the kinetics for methanol synthesis using Cu/ZnO/Al₂O₃/ZrO₂ catalyst: influence of carbon dioxide during hydrogenation // Ind. Eng. Chem. Res. 2009. V. 23. № 48. P. 10448–10455.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РАБОТЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ УСТАНОВКИ КАТАЛИТИЧЕСКОГО РИФОРМИНГА ЛЧ-35-11/1000 С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМПЬЮТЕРНОЙ МОДЕЛИРУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ**В.И. Продан, В.В. Дериглазов**

Научный руководитель профессор Э.Д. Иванчина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Каталитический риформинг бензинов является базовым и наиболее важным процессом современной нефтепереработки. Данный процесс предназначен для получения высокооктанового компонента автомобильных бензинов, ароматизированного концентрата для производства индивидуальных ароматических углеводородов (бензола, толуола, и ксилола) и технического водорода в результате каталитических превращений бензиновых фракций первичного и вторичного происхождения.

В настоящее время большое внимание уделяется совершенствованию технологий каталитического риформинга. Эффективность процесса риформинга в целом можно повысить за счет разработки и внедрения новых катализаторов, совершенствования технологического оборудования, а также проведение процесса на уровне максимально приближенном к термодинамически возможному. При этом проблема дезактивации катализаторов остается наиболее сложной и не может быть решена без использования новых информационных технологий.

Классификация процессов дезактивации и вызывающих ее причин, имеют вертикальную иерархическую структуру [1, 2]. Первый, основной уровень этой структуры определяется отклонением рабочей активности катализатора от оптимальной.

Как известно, оптимальная активность – есть активность катализатора в условии равновесия протекания реакций образования коксогенных структур и их гидрирования. Таким образом, на производстве постоянно необходимо стараться вести процесс при таких условиях, при которых уровень текущей активности приближен к уровню оптимальной активности катализатора.

С использованием компьютерной моделирующей системы сопровождения процесса риформинга «Активность», выполнен мониторинг работы промышленной установки ЛЧ-35-11/1000 г. Кириши, Ленинградской области, где были загружены Pt-Re катализаторы различных марок. Установка работает по бензиновому варианту, катализатор эксплуатируется с 1999 г.

На рисунке 1 приведено сравнение текущей и оптимальной активностей катализатора установки ЛЧ-35-11/1000. Проведение пуско-наладочных работ, а также неполная загрузка установки по сырью привели к отклонению уровня текущей активности от оптимальной.

Тем не менее, правильный подбор технологических параметров (температура, кратность циркуляции ВСГ) позволили поддерживать коксообразование на одном уровне, и обеспечить максимально возможный выход жидких углеводородов. Средняя активность, за весь период расчетов, составила 0,93 отн. ед., на конец исследуемого периода – 0,84 отн. ед.

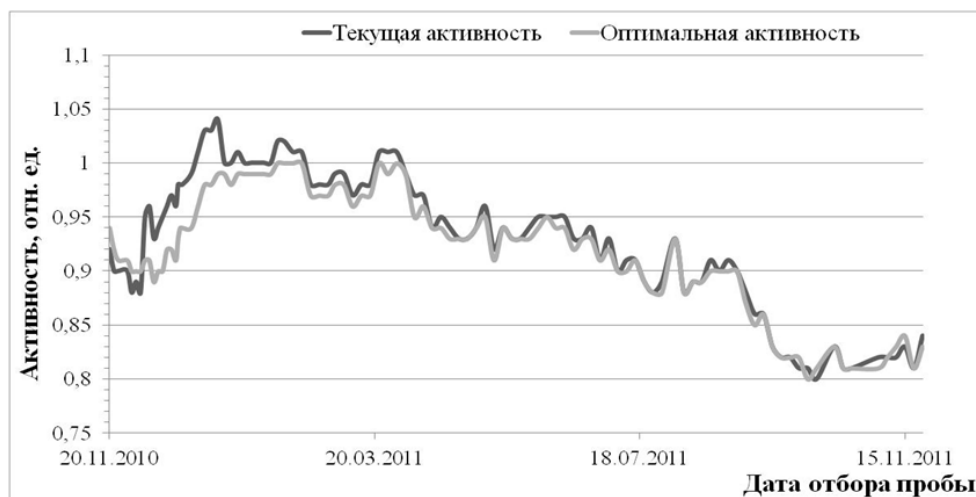


Рис. 1. Сравнение текущей и оптимальной активностей катализатора установки ЛЧ-35-11/1000

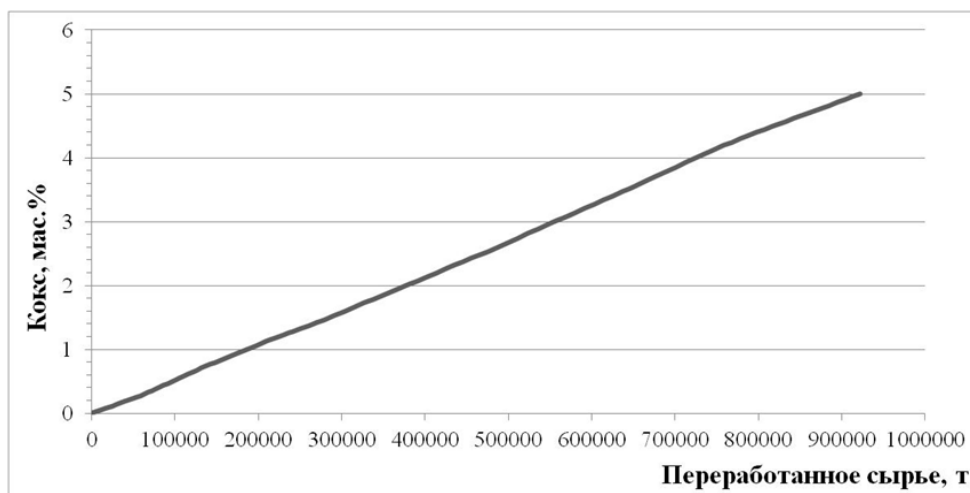


Рис. 2. Динамика накопления коксогенных структур на поверхности катализатора

На рисунке 2 представлена динамика накопления коксогенных структур на поверхности катализатора. Исходя из данного графика, можно сказать, что на протяжении всего исследуемого периода скорость коксонакопления оставалась относительно не высокой. Это говорит об эффективности проведения процесса риформинга. За 12 месяцев пробега установки после регенерации, количество рассчитанного на модели кокса на катализаторе составило около 5 % мас. (в октябре 2010 года на установке ЛЧ-35-11/1000 произведена регенерация катализатора).

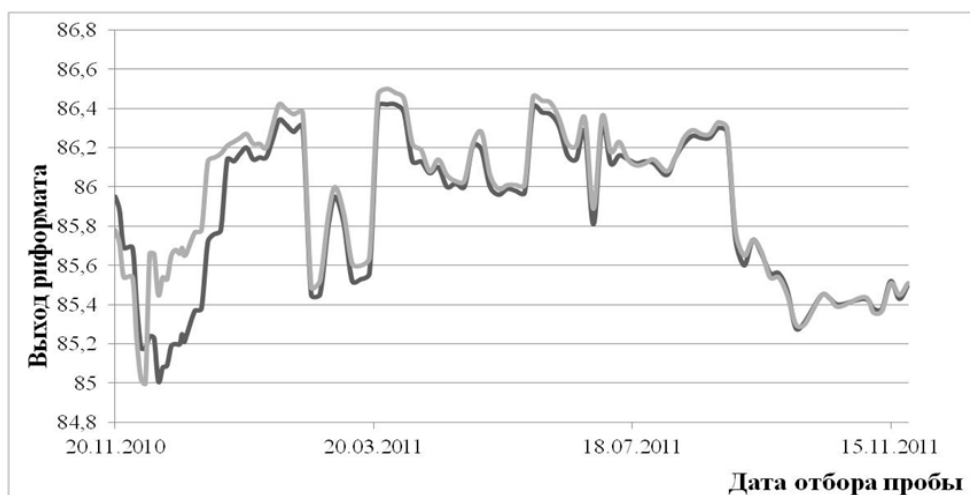


Рис. 3. Выход стабильного катализата при работе на текущей и оптимальной активностях

На рисунке 3 приведен выход стабильного катализата при работе на текущей и оптимальной активностях. Падение уровня выхода бензина в феврале и марте месяце 2011 года коррелируют с отклонениями текущей активности от оптимальной и связаны с изменением расхода сырья поступающего на переработку. Технологический режим, заданный на установке обеспечивал требуемый выход риформата. Средний выход риформата, за весь период проведения расчетов, составил 85,84 октанотонн.

Работа установки на оптимальном режиме позволяет продлить срок службы катализатора до регенерации и получить высокооктановый компонент моторного топлива с высоким октановым числом, что в свою очередь увеличивает прибыль предприятия.

Мониторинг работы установки Л-35-11/1000 с использованием программно-реализованного метода компьютерного прогнозирования показал:

- после 12 месяцев работы активность катализатора составила 0,84 отн. ед., средняя активность – 0,3 отн. ед.;
- количество кокса на катализаторе составило около 5 % мас.
- средний выход риформата за цикл – 85,84 октанотонны;
- правильный подбор технологических параметров обеспечил протекание процесса на уровне максимально близком к оптимальному, в связи, с чем регенерация катализатора, работающего с ноября 2010 года, на данный момент не требуется.

Литература

1. Кравцов А.В., Иванчина Э.Д. и др. Повышение эффективности рациональной переработки прямогонных бензинов методом математического моделирования. // Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевой базы и предприятий ТЭК Сибири. – Томск: Изд. ЦНТИ Томск, 2009. – 98 с.
2. Кравцов А.В., Иванчина Э.Д. Компьютерное прогнозирование и оптимизация производства бензинов. Физико-химические и технологические основы. – Томск: СТТ, 2000. – 192 с.

О ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ РЕГЕНЕРАЦИИ ПЛАТИНОВЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ ДЕГИДРИРОВАНИЯ

Р.В. Романовский, Е.Н. Ивашкина, С.Ю. Иванов

Научный руководитель профессор Э.Д. Иванчина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Эксплуатация платиновых катализаторов нефтехимии сопровождается постепенным снижением их активности. Основной причиной дезактивации является закоксовывание и блокировка активных центров коксогенными структурами. В этой связи актуальной является проблема восстановления активности платиновых катализаторов.

Наиболее распространенным способом восстановления активности платиновых катализаторов риформинга является трехстадийная регенерация – выжиг кокса, оксихлорирование, осернение [3–5]. Восстановление структуры распределения платины путем окислительного хлорирования имеет ключевое значение для регенерации каталитических свойств [2]. В этой статье на примере процесса дегидрирования высших парафинов проиллюстрирована необходимость оксихлорирования катализаторов при их регенерации.

Таблица 1

Характеристики образцов катализаторов

Характеристика	Образец ОБР_А	Образец ОБР_В
Содержание, мас. %:		
Pt	1,06	0,92
Sn	0,57	0,50
Na+K	0,22	0,91
Cu	0,33	0,11
Удельная поверхность (по БЭТ), м ² /г	140	40
Средний объем пор, см ³ /г	0,64	0,11
Средний размер пор, Å	183	110
Состав носителя	γ-Al ₂ O ₃	Ядро – кордиерит Mg ₂ Al ₄ Si ₅ O ₁₈ с нанесением α-Al ₂ O ₃ и содержанием MgSiO ₃ и SiO ₂

По своей структуре кокс, отлагающийся на поверхности катализатора, может быть аморфным или графитизированным в зависимости от соотношения С/Н в его составе. Знание структуры образующегося кокса позволяет подбирать оптимальные условия регенерации катализатора. Контроль процесса регенерации и проведение его в оптимальных условиях позволяют наилучшим образом восстановить активную поверхность катализатора и продлить общий срок его службы, что ведет к повышению ресурсоэффективности производства в целом. Это особенно актуально для процессов с дорогостоящими катализаторами, к которым относится дегидрирование высших парафинов.

Для решения подобных задач наиболее эффективно может быть использована математическая модель процесса регенерации, включающая описание физико-химических явлений, происходящих на каждой из стадий.

Для исследования были выбраны регенерированные катализаторы дегидрирования высших парафинов двух типов, отличающиеся материалом носителя и составом активной части (табл. 1).

Причина такого выбора катализаторов состоит в том, что регенерация одного из них, ОБР_А, оказалась успешной, а другого, ОБР_В – безуспешной. В этой связи стала особенно актуальной задача определить, как нужно проводить регенерацию платиновых катализаторов дегидрирования, чтобы обеспечить восстановление их активности.

Регенерированная загрузка катализатора ОБР_А после восстановления активности была загружена в реактор и отработала в сырьевом цикле в стандартных условиях проведения процесса – 465..495°C, 0,2 МПа, 24 ч⁻¹ – в течение 50 суток при средней продолжительности сырьевого цикла на свежем ОБР_А 180 суток. При этом выход целевого продукта (моноолефинов) в течение пробега не опускался ниже стандартного для свежего катализатора уровня (9 %). Регенерированная загрузка катализатора ОБР_В показала существенно более низкие характеристики и срок ее службы составил всего пять суток при средней продолжительности сырьевого цикла на свежем ОБР_В 235 суток. Выход целевого продукта, олефинов, оказался существенно ниже необходимого, и

**СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ОСВОЕНИЯ И
ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ
ПОДСЕКЦИЯ 2. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕРАБОТКИ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

247

поднять его путем существенного повышения температуры процесса не удалось (рабочий температурный диапазон свежего ОБР_В – 470..485 °С).

Таким, при регенерации катализатора ОБР_В не удалось восстановить его активность. Наиболее вероятно, что причина появления такого результата содержится в самой процедуре регенерации. В самом деле, загрузки обоих катализаторов после отработки в сырьевых циклах были регенерированы с некоторыми различиями (табл. 2).

Таблица 2

Программы регенерации катализаторов ОБР_А и ОБР_В

Этап регенерации	Наличие в программе регенерации ОБР_А	Наличие в программе регенерации ОБР_В
Удаление кокса (высокотемпературный выжиг)	да	да
Повторное диспергирование платины (оксихлорирование)	да	нет
Стабилизация активных центров (сульфидирование)	да	да

Термогравиметрический анализ образца ОБР_В показал сильную дезактивацию катализатора коксом, количество которого сравнимо с количеством кокса на не регенерированном катализаторе. Термогравиметрический анализ проводился на оборудовании Научно-аналитического центра ТПУ (совмещенный ТГА/ДСК/ДТА анализатор SDT Q600).

В этой связи необходимым было проверить, является ли кокс на регенерированном катализаторе остаточным после предыдущего сырьевого цикла или он образовался благодаря жестким условиям, в которых предпринимались попытки вывода этого катализатора на режим.

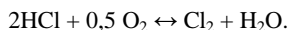
Анализ режимов выжига кокса с поверхностей обоих катализаторов показал отсутствие существенных различий в этих режимах. Полное сгорание всего кокса подтверждено термогравиметрическим анализом регенерированных образцов катализаторов

Так как стабилизация активных центров катализаторов ОБР_А и ОБР_В путем сульфидирования проводилась практически одинаково, становится очевидным, что активность катализатора ОБР_В не была восстановлена по причине отсутствия стадии оксихлорирования в программе его регенерации (табл. 2).

При оксихлорировании формирование энергонасыщенного активного центра на поверхности Pt-контакта происходит через образование и распад промежуточного активированного комплекса с хлором. При этом очевидно, что увеличение числа энергетически оптимальных центров катализа целевых реакций можно достичь, уменьшая размеры кристаллитов контакта, т.е. формируя наноразмерную структуру поверхности катализатора, что и является целевым назначением стадии оксихлорирования катализаторов риформинга.

Сложность процедуры оксихлорирования катализатора обуславливает необходимость жесткого контроля над степенью превращения хлористого водорода в хлор на стадии оксихлорирования. Эффективно решать данную задачу позволяет компьютерное сопровождение процесса регенерации катализатора с применением метода математического моделирования. Применение моделирующей системы позволяет выполнять оперативный контроль над конверсией хлористого водорода в хлор и прогнозировать ее с учетом технологических параметров процесса и спецификации действующего технологического оборудования.

Конверсия хлористого водорода в хлор рассчитывается с использованием моделирующей системы по термодинамическому равновесию реакции:



Дополнительные исследования, проведенные на установке риформинга Л-35-11/450к, показали также взаимосвязь технологических режимов работы в сырьевом цикле и режимов регенерации. Так, проведение оксихлорирования не в соответствии с рекомендациями приводит к утрате активности и сильному закоксовыванию катализатора за короткий (порядка 2 мес.) срок. Напротив, учет рекомендованного режима конверсии хлороводорода в хлор позволяет регенерировать катализатор так, что он может проработать до нескольких лет.

Для экономии этих средств и обеспечения восстановления активности катализатора дегидрирования высших парафинов авторы предлагают введение линии периодической регенерации катализатора на территории установки по производству олефинов.

Таким образом, показано на примере двух катализаторов дегидрирования высших парафинов, что оксихлорирование является необходимой стадией регенерации платиновых катализаторов дегидрирования, так как имеет ключевое значение для восстановления каталитической активности. По результатам проведенных исследований рекомендуется отработать режим оксихлорирования катализатора дегидрирования парафинов на экспериментальной установке с последующим применением полученных параметров к восстановлению активности катализатора. Предложен вариант модернизации установки дегидрирования с добавлением оборудования для регенерации катализаторов дегидрирования.

Литература

1. Кравцов А.В., Иванчина Э.Д., Галушин С.А., Полубоярцев Д.С. Системный анализ и повышение эффективности нефтеперерабатывающих производств методом математического моделирования. – Томск: Издательство ТПУ, 2004. – 170 с.

2. Мелехин В.В., Молотов К.В., Кравцов А.В., Иванчина Э.Д., Чеканцев Н.В., Занин И.К. Повышение эффективности стадии оксихлорирования Pt-Re катализаторов риформинга методом математического моделирования // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт, 2009 г. – № 12. – С. 10–14.
3. Способ регенерации полиметаллических катализаторов риформинга [Текст]: пат. 1359957 Рос. Федерация: В01J23/96, С10G35/085 / Клименко Т.М. и др., заявка 4052613/04 от 07.04.1986, дата публикации – 27.12.1996, заявитель НПО «Леннефтехим» (RU).
4. Способ регенерации катализаторов риформинга на оксиде алюминия или на сульфированном оксиде алюминия [Текст]: пат. 2157728 Рос. Федерация: В01J23/96, С10G35/085 / Шапиро Р.Н., Жарков Б.Б., заявка 99120837/04 от 07.10.1999, дата публикации – 20.10.2000, заявители Шапиро Р.Н., Жарков Б.Б. (RU).
5. Способ регенерации катализатора риформинга [Текст]: пат. 665630 Рос. Федерация: В01J23/96 / Маслянский Г.Н. и др., заявка 2162684/04 от 01.08.1975, дата публикации – 10.10.1999, заявители Маслянский Г.Н. и др. (RU).

ОЧИСТКА УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ ОТ СЕРОВОДОРОДА В ПЛАЗМЕ БАРЬЕРНОГО РАЗРЯДА

В.А. Саушкин

Научный руководитель старший научный сотрудник С.В. Кудряшов
Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

ВВЕДЕНИЕ

Природный газ представляет собой сложную смесь углеводородных и неуглеводородных компонентов, таких как, сероводород, углекислый газ, гелий, меркаптаны, азот и др. В настоящее время наблюдается тенденция к постоянному росту числа газоконденсатных месторождений, содержащих в своем составе помимо жидких углеводородов (пентаны и более высококипящие), гелия и др., также сероводород и серосодержащие соединения. Присутствие сернистых газов определяет ряд проблем, вследствие которых возникает необходимость внедрения в процесс добычи газа целого ряда технологий, призванных решить новые задачи при подготовке или переработке природного газа или газоконденсата. Помимо экологических проблем стоит выделить то, что сероводород является каталитическим ядом, а также вызывает интенсивную коррозию (допустимые пределы скорости коррозии до 0,1-0,2 мм/год) трубопроводов и оборудования [1].

Традиционно применяемые в таких случаях методы подразумевают использование дорогостоящих реагентов (например, алканоламинов) или катализаторов (например, процесс Клауса). Авторы предлагают способ плазмохимической очистки ПНГ от сероводорода с использованием реакторов с барьерным разрядом (БР). Технология не требует применения специальных реагентов и катализаторов, очистка осуществляется в одну стадию в плазмохимическом реакторе. Предлагаемый подход может показать свою экономическую эффективность для подготовки ПНГ на малых и средних месторождениях, на которых применение традиционных методов очистки газов будет экономически неэффективным.

В настоящем сообщении представлены результаты по воздействию БР на углеводороды (пропан-бутановую смесь (ПБС) или метан) и сероводород в присутствии воздуха и без него, исследована зависимость степени удаления сероводорода от содержания воздуха в исходной газовой смеси, от его начальной концентрации в смеси, а также данные ИК-спектроскопии образующихся продуктов полимеризации.

Углеводородный газ, метан или ПБС, подается из баллона и смешивается с сероводородом, далее смесь направляется в плазмохимический реактор, температура которого составляет ~ 25 °С. Конструкция реактора представлена в виде плоского основания, выполненного из дюралюминия (марка Д 16), и являющегося заземленным электродом реактора. Высоковольтный электрод выполнен из фольгированного стеклотекстолита толщиной 2 мм, стеклотекстолит выполняет роль диэлектрического барьера, а медное покрытие – высоковольтного электрода. Газовый зазор между электродами составляет 1 мм, площадь разрядной зоны 244 см².

Генерирование активных частиц плазмы осуществлялось высоковольтными импульсами напряжения, подаваемыми от генератора. Измерение электрических параметров барьерного разряда выполнены при помощи цифрового осциллографа. Обработанный газ на выходе из реактора направляется на анализ в газовый хроматограф оборудованным детектором по теплопроводности. Длина колонки – 3 м, диаметр – 3мм, сорбент – Порapak QS, газ-носитель – гелий.

Объемный расход исходной смеси составил 60 см³/мин. Начальное содержание сероводорода в исходной смеси было постоянным – 2 % об. Амплитуда и частота высоковольтных импульсов напряжения 9 кВ, 2000 Гц. Активную мощность разряда рассчитывали по методике [2], ее величина составила 8,7 Вт.

При добавлении воздуха в исходную смесь вплоть до его содержания 65 об. % конверсия сероводорода и ПБС изменяется незначительно и составляет почти 70% для сероводорода, превращение ПБС протекает слабо. Однако далее величина конверсии сероводорода и в особенности ПБС резко возрастает. При содержании воздуха в исходной смеси 80 об. % сероводород и ПБС практически полностью удаляются. Степень удаления сероводорода достигает 97,7 мас. %, ПБС – 92,5 мас. %. Следует отметить, что в избытке воздуха сероводород оказывает промотирующий эффект на скорость окисления компонентов ПБС. В подтверждение данного эффекта был проведен эксперимент по окислению ПБС в избытке воздуха и отсутствие сероводорода, величина конверсии ПБС составила всего 21,2 % мас. Этот эффект мы планируем подробно исследовать в дальнейшем.

Минимальные значения энергозатрат (3,5 кВт·ч/кг) на удаление сероводорода из ПБС были получены при содержании воздуха 80 об. %. В интервале от 20-65 мас. % – наблюдается незначительный рост энергозатрат до 7,5 кВт·ч/кг. В отсутствие воздуха энергозатраты составили 5,8 кВт·ч/кг, при этом превращение ПБС минимально, что делает последние условия наиболее привлекательными для осуществления очистки ПНГ.

В составе газообразных продуктов превращения ПБС отсутствует углекислый газ, образующийся при глубоком окислении углеводов, оксиды серы также не были обнаружены. Основным продуктом превращения сероводорода являются высокомолекулярные сераорганические соединения, откладывающиеся на стенках реактора.

Инфракрасный спектр полимера полученного в присутствии воздуха, содержит полосы поглощения соединений, относящимся к различным классам органических соединений – сульфоксидам, сульфонам, эфирам сернистой кислоты и др. [3].

В отсутствие воздуха была получена экстремальная зависимость конверсии сероводорода от его исходной концентрации смеси в интервале 0,5 до 10 об. %. В начале происходит рост конверсии сероводорода до максимума в точке с содержанием его в смеси 2 об. %, где величина конверсии составила 70 %. В дальнейшем происходит плавное снижение конверсии до 20 мас. % при концентрации сероводорода в исходной смеси 10 об. %. Значение конверсии ПБС составило ~ 0,7 мас. %. В области низких начальных концентраций сероводорода (0,5-1 об.%) энергозатраты на его удаление составили ~ 30 кВт·ч/кг, в интервале 2-10 об. % величина энергозатрат практически не изменяется (7-6,4 кВт·ч/кг).

Инфракрасный спектр полимера полученного в безвоздушной среде носит малоинформативный характер, присутствие серосодержащих соединений определяет наличие полос поглощения C-S связей. Полимерный материал легко окисляется, простояв в открытой пробирке на воздухе в течение двух недель, его ИК-спектр содержит полосы поглощения сульфоксидов, сульфокислот, эфиров сернистой кислоты и др. соединений.

Приведенные экспериментальные данные позволяют говорить о высокой эффективности применения плазмохимического метода для очистки углеводов (метана и ПБС) от сероводорода. Наиболее оптимальным представляется вариант очистки ПБС от сероводорода в отсутствие воздуха при содержании сероводорода в газовой смеси 2 об. %, благодаря низкой конверсии ценных углеводов и эффективного удаления сероводорода. Глубину удаления сероводорода из ПБС можно увеличить установкой дополнительного каскада реакторов.

Литература

1. Технология переработки природного газа и конденсата: Т.38 Справочник: В 2 ч. – М.: ООО “Недра – Бизнесцентр”, 2002. Ч.1 – 517 с.
2. Кудряшов С.В., Рябов А.Ю., Щеголева Г.С., Савиных В.Ю, Суслов А.И. // Химия высоких энергий, 2008. – Т. 42. – №1. – С. 56-60.
3. Наканиси К. Инфракрасные спектры и строение органических соединений. – М.: Мир, 1965. – 217 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕПЛООВОГО БАЛАНСА СОВМЕЩЕННОГО РЕАКЦИОННО-РЕКТИФИКАЦИОННОГО ПРОЦЕССА СИНТЕЗА МТБЭ

Д.А. Федорова, О.Е. Митянина

Научный руководитель доцент М.А. Самборская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время технологии совмещенных процессов вызывают большой научный и практический интерес. Данные процессы позволяют в корне изменить технологию получения того или иного продукта и предоставляют новые возможности в организации технологических процессов. Без преувеличения можно сказать, что максимальное использование этих возможностей является одной из современных задач химиков-технологов на пути создания энергосберегающих, экологически чистых технологий [3].

Преимущество таких процессов заключается в том, что продукты непрерывно выводятся из зоны реакции, а теплота реакции (при экзотермических процессах) полностью используется для разделения продуктов. В результате достигается практически полная конверсия реагентов и резко снижаются (в 1,5-2 раза, а иногда и на порядок) капитальные и эксплуатационные затраты [1].

Оптимальная эксплуатация совмещенных процессов требует разработки эффективных схем управления, основанных на математических моделях. Температура в аппарате является параметром, который легко измерить с высокой точностью, поэтому на измерении температуры построены основные контуры управления.

Целью настоящей работы является изучение возможных подходов к нахождению связи температурного профиля с составами фаз на тарелках в реакционно-ректификационной колонне синтеза МТБЭ.

Для формирования модели колонны были приняты следующие допущения:

- колонна оборудована парциальным конденсатором и парциальным кипятильником;
- дистиллятом является пар, покидающий верхнюю тарелку;
- жидкость и пар, покидающие тарелку, находятся в равновесии;

-степени разделения в укрепляющей секции нумеруются сверху вниз, от 0 для парциального конденсатора до М для ее самой нижней тарелки, а в отгонной секции – снизу вверх, от 0 для парциального кипятильника до N+1 для ее самой верхней тарелки, являющейся тарелкой питания;

- колонна хорошо теплоизолирована и потерями тепла на ее степенях можно пренебречь;
- питание поступает в виде парожидкостной смеси;
- удержание жидкости постоянно на всех тарелках колонны;
- реакционная зона располагается в укрепляющей секции и содержит г тарелок;
- на всех тарелках принимается гидродинамический режим идеального смешения [2].

Для того чтобы наглядно представить, как функционирует реакционно-ректификационная колонна, необходимо составить математическую модель процесса, которая включает в себя материальный и тепловой балансы.

Данные балансы подробно изложены в работе [2]. В результате расчета по данной модели были получены значения энтальпий, представленные в таблице.

С помощью найденных значений энтальпий компонентов является возможным нахождение такого параметра, как температура на тарелке колонны.

Температура является одним из важнейших управляющих параметров процесса. Это обусловлено тем, что с ее помощью можно регулировать протекание химической реакции и разделение, происходящие в колонне. Поэтому, чтобы проверить адекватность данной модели, нужно по найденным значениям энтальпий найти температурный профиль в колонне и сравнить его с экспериментальным, приведенными в статье [4].

Таблица

Энтальпии смеси компонентов в колонне

№ тарелки	Энтальпия, кДж/моль
Паровая фаза	
1	27720
2	4,60*10 ⁴
3	4,84*10 ⁴
4	5,30*10 ⁴
5	5,77*10 ⁴
6	6,39*10 ⁴
7	7,15*10 ⁴
8	8,08*10 ⁴
9	9,20*10 ⁴
10	1,05*10 ⁵
11	1,17*10 ⁵
Жидкая фаза	
12	1,37*10 ⁵
13	1,41*10 ⁵
14	1,52*10 ⁵
15	1,70*10 ⁵
16	2,00*10 ⁵
17	270300

Согласно первому подходу, температура определялась из полиномиального уравнения, справочной системы HYSYS, в которой была сформирована модель колонны, имеющего общий вид:

$$H = a + b \cdot T + c \cdot T^2 + d \cdot T^3 + e \cdot T^4, \quad (1)$$

где a, b, c, d, e – эмпирические коэффициенты.

Общая энтальпия складывалась из выражения:

$$\sum H_{ij} = \sum x_{ij} \cdot H_{ij}, \quad (2)$$

где x_{ij} – мольная доля i -го компонента на j -той тарелке, H_{ij} – энтальпия i -го компонента на j -той тарелке по уравнению (1).

С помощью программы MathCad 14 подбирались температуры, удовлетворяющие условию равенства энтальпии по уравнению (2) энтальпии компонентов, рассчитанной с кинетикой.

В другом подходе для нахождения температуры использовались профили энтальпий, определенные в HYSYS. Экстраполируя данные для жидкой и паровой фаз компонентов, был построен температурный профиль колонны.

Третий подход состоял в нахождении температуры на тарелке с помощью программы Microsoft Excel согласно уравнению:

$$\sum H_{ij} = \sum C_{ij} \cdot x_{ij} \cdot T_j, \quad (3)$$

где C_{ij} – теплоемкость i -го компонента на j -той тарелке, T_j – температура на j -той тарелке.

Теплоемкости компонентов взяты из HYSYS. Результаты расчета по данному методу представлены на рисунке.

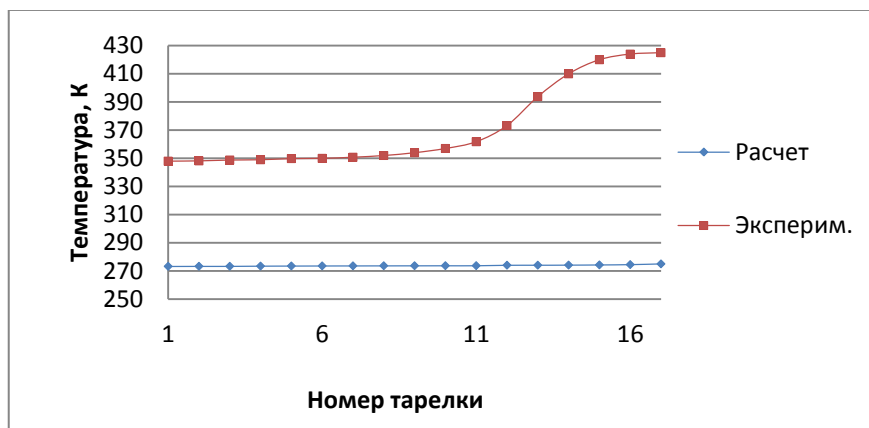


Рис. Сравнение расчетных и экспериментальных данных

Использованные подходы для нахождения температуры на тарелках реакционно-ректификационной колонны показали неудовлетворительные результаты.

Наиболее близкий к экспериментальным данным профиль температур показал подход аналитического нахождения температуры с использованием уравнения (3).

Можно сделать вывод о том, что изучение термодинамических закономерностей реакционной ректификации синтеза МТБЭ требует более тщательного и углубленного исследования.

Литература

1. Дильман В.В., Лотхов В.А., Липатова А.А., Квашнин С.Я., Кулов Н.Н. Динамика нестационарного процесса каталитической дистилляции в насадочной колонне с различной длиной реакционной зоны // Теоретические основы химической технологии, 2003. – Т. 37. – № 6. – С. 594.
2. Митянина О. Е. Оптимизация процесса синтеза высокооктановых добавок в колоннах реакционной ректификации: Дис. канд. техн. наук. – Томск, 2011 г. – 147 с.
3. Серафимов Л.А., Тимофеев В.С., Писаренко Ю.А., Солохин А.В. Технология основного органического синтеза. Совмещенные процессы. – М.: Химия, 1993. – 416 с.
4. Hauan S., Hertzberg T., Lien K. Why Methyl tert-Butyl Ether Production by Reactive Distillation May Yield Multiple Solutions // Ind. Eng. Chem. Res. 1995. № 34 (3). P. 987–991.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА РАЗРУШЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ ПРИ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ

К.А. Шакина

Научный руководитель доцент О.Е. Мойзес

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Важным технологическим процессом при промышленной подготовке нефти является процесс обезвоживания извлекаемой из скважины продукции, которая представляет собой устойчивую водонефтяную эмульсию. Основным этапом процесса обезвоживания является процесс разрушения водонефтяных эмульсий, в результате чего улучшаются свойства нефти и нефтепродуктов, и увеличивается срок службы нефтеперерабатывающих установок [1].

На практике изучены и реализуются различные способы разрушения водонефтяных эмульсий. В настоящее время наиболее эффективным способом разрушения водонефтяных эмульсий является использование деэмульгаторов, которые интенсифицируют процесс каплеобразования. Каплеобразование – один из основных этапов процесса обезвоживания, поэтому важно знать, как влияют различные параметры на размер капли в процессе отстаивания. В связи с этим исследование процесса каплеобразования при промышленной подготовке нефти имеет большое значение [2].

Целью данной работы является исследование процесса обезвоживания нефти, а в частности, процесса каплеобразования при промышленной подготовке нефти.

На кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики были выполнены экспериментальные исследования процесса отстаивания водонефтяных эмульсий месторождений Западной

Сибири при различных значениях технологических параметров. На основании результатов исследований и известной формулы Стокса [3], которая лежит в основе процесса осаждения капель, был разработан алгоритм расчета диаметра капель водонефтяных эмульсий.

$$r = \sqrt{\frac{9\mu_n v}{2(\rho_s - \rho_n)g}}, \quad (1)$$

обозначим:

$$k = \sqrt{\frac{9\mu_n}{2(\rho_s - \rho_n)g}}, \quad (2)$$

где v – скорость осаждения капли; k – диаметр капли; ρ_s – плотность воды; ρ_n – плотность нефти; g – ускорение свободного падения; μ_n – вязкость нефти;

Скорость осаждения капли равна:

$$v = \frac{H}{\tau}, \quad (3)$$

где H – высота слоя воды; τ – время осаждения;

Высота слоя воды определяется по следующему соотношению:

$$H = \frac{V}{S}, \quad (4)$$

где V – объем отстаиваемой воды; $S = \pi d^2/4$ – площадь контактной трубки; d – диаметр контактной трубки;

Используя все преобразования, получим формулу для расчета радиуса капли:

$$r = k \sqrt{\frac{H}{\tau}}. \quad (5)$$

На основании данной методики была разработана программа расчета на алгоритмическом языке Pascal. Были получены расчетные значения диаметров капель и скорости оседания в зависимости от времени отстаивания.

На рисунках 1 и 2 приведены значения диаметров капель и скорости их оседания в зависимости от времени отстаивания и различной обводненности нефти для режима перемешивания-3 и температуры отстаивания, равной 50 °С. Можно заметить, что с увеличением времени отстаивания диаметр капель уменьшается. При этом важную роль играет обводненность нефти W .

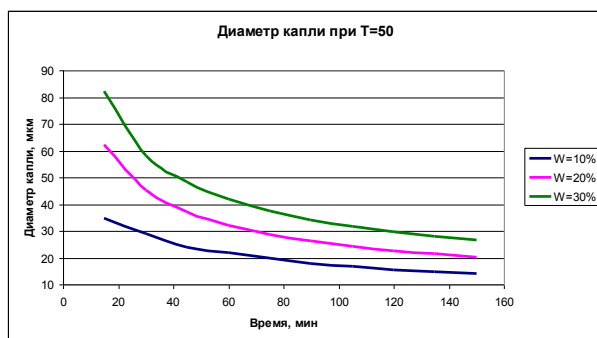


Рис. 1. Зависимость диаметра капли от времени отстаивания при различных обводненностях для Снежной нефти без дезэмульгатора (режим перемешивания – 3, $T=50$ °С)

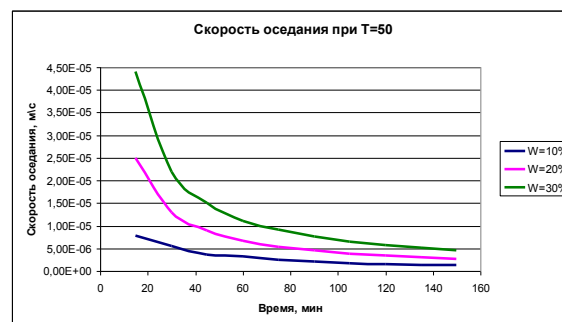


Рис. 2. Зависимость скорости оседания от времени отстаивания при различных обводненностях для Снежной нефти без дезэмульгатора (режим перемешивания – 3, $T=50$ °С)

При $W=10\%$ диаметр капли и скорость оседания имеют наименьшее значение ($t=15$ мин) и уменьшаются с 34,79 до 13,91 мкм и с $7,9 \cdot 10^{-6}$ до $1,3 \cdot 10^{-6}$ м/с соответственно, а при $W=30\%$ диаметр капли и скорость оседания имеют наибольшее значение (при $t=15$ мин) и уменьшаются в 3,11 раз – с 82,32 мкм до 26,49 мкм и с $4,4 \cdot 10^{-5}$ до $4,6 \cdot 10^{-6}$ м/с соответственно.

Аналогично проводились расчеты диаметров капель при различных режимах перемешивания смеси при температурах, равных 20 °С и 50 °С с добавлением дезэмульгатора и без него.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что:

- диаметры капель имеют наибольшие значения в начальный период отстаивания, это подтверждается и исходными экспериментальными данными;

- при более интенсивном перемешивании диаметры капель имеют наибольшие значения, это происходит потому, что эффективность столкновения капель увеличивается, и капли коалесцируют лучше;
- проведение процесса при 50 °С приводит к тому, что капля имеет наибольший диаметр, образуясь при этом, в начальный период времени отстаивания;
- применение деэмульгатора ускоряет процесс каплеобразования.

Литература

1. Тронов В.П. Системы нефтегазосбора и гидродинамика основных технологических процессов. – Казань: ФЭН, 2002. – 512 с.
2. Ахметов С.А., Ишмияров М.Х., Кауфман А.А. Технология переработки нефти, газа и твердых горючих ископаемых. – СПб.: Недра, 2009. – 832 с.
3. Абрамзон А. А. Эмульсии. – Л.: Химия, 1984. – 392 с.

Секция 11

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ОСВОЕНИЯ И ПЕРЕРАБОТКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

ПОДСЕКЦИЯ 3. ПЕРЕРАБОТКА МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКИЙ СИНТЕЗ НАНОДИСПЕРСНЫХ ОКСИДОВ МЕТАЛЛОВ

В.В. Коробочкин, профессор

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Уникальные свойства нанодисперсных систем вызывают огромный интерес исследователей и потребителей. В связи с этим актуальным является поиск новых методов синтеза нанодисперсных оксидов металлов, которые с успехом могут быть применены в производстве эффективных сорбентов, селективных катализаторов, сенсорных датчиков и керамических изделий с высокими эксплуатационными характеристиками.

Нами установлено, что электрохимический синтез оксидов металлов с использованием переменного тока промышленной частоты принципиально возможен и при определенных условиях протекает с высокой скоростью. Экспериментальное изучение кинетики электрохимического окисления всех исследованных металлов показало, что скорость процессов определяется величиной плотности переменного тока (наиболее значимый фактор), зависит от состава, концентрации и температуры электролита.

Результатом электрохимического окисления металлов является образование дисперсной фазы оксидов металлов, имеющих размеры частиц нанометрового диапазона, и образуется гель или суспензия наночастиц в растворе электролита.

Рентгенофазовым и дифференциально-термическим анализами установлен фазовый состав продуктов электролиза, а также его изменение в зависимости от температуры обработки (табл. 1).

Таблица 1

Фазовый состав продуктов электролиза металлов, прокаленных при различных температурах

Металл	Температура термообработки, °С					
	110	200	400	600	800	900
Al	аморф.	аморф.	псевдобемит	псевдобемит+ $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$	$\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$	$\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ $\theta\text{-Al}_2\text{O}_3$
Cu	CuO , Cu_2O	CuO , Cu_2O	CuO , Cu_2O	CuO	CuO	Cu_2O
Zn	Zn(OH)_2 , ZnO	Zn(OH)_2 , ZnO	ZnO	ZnO	ZnO	ZnO
Ni	аморф.	аморф.	сл.окристал.	NiO	NiO	NiO
Ti	аморф.	аморф.	анатаз	анатаз+рутил	рутил+анатаз	рутил
Sn	SnO_2 , SnO	SnO_2 , SnO	SnO_2	SnO_2	SnO_2	SnO_2
Fe	Fe_3O_4 , FeO	Fe_2O_3	Fe_2O_3	Fe_2O_3	Fe_2O_3	Fe_2O_3
Pb	$\beta\text{-PbO}$, $\alpha\text{-PbO}$, $\text{PbO}\cdot 0,33\text{H}_2\text{O}$	$\beta\text{-PbO}$, $\alpha\text{-PbO}$, $\text{PbO}\cdot 0,33\text{H}_2\text{O}$	Pb_3O_4 , $\alpha\text{-PbO}$	$\alpha\text{-PbO}$, Pb_3O_4	$\alpha\text{-PbO}$	$\alpha\text{-PbO}$
Cd	$\beta,\gamma\text{-Cd(OH)}_2$	$\beta,\gamma\text{-Cd(OH)}_2$	CdO(450)	CdO	CdO	–
Mo	аморф.	аморф.	аморф.	Смесь оксидов	Смесь оксидов	Смесь оксидов

Адсорбционными и электронно-микроскопическими методами исследована пористая структура всех синтезированных материалов. Оценка средних условных диаметров первичных частиц по микрофотографиям дает значение 5–6 нм для сухих продуктов электролиза алюминия и титана, 6–12 нм для продукта электролиза никеля и 35–50 нм для оксида цинка.

Пористая структура всех синтезированных материалов представлена, в основном, мезопорами в интервале условных диаметров 15–60 нм. Для продуктов электролиза алюминия существенный вклад в значения удельной площади поверхности ($S_{уд}$) и суммарного объема пор (V_{Σ}) вносят также поры с условным диаметром 4–5 нм.

Значения удельной поверхности и суммарного объема пор синтезированных оксидов металлов превышают эти показатели для тех же оксидов, полученных другими методами (табл. 2).

Влияние температуры прогрева на уменьшение $S_{уд}$ и V_{Σ} для продуктов электролиза менее значительно, чем для материалов, синтезированных осаждением из растворов или термическим разложением.

Влияние температуры прогрева на уменьшение $S_{уд}$ и V_{Σ} для продуктов электролиза менее значительно, чем для материалов, синтезированных осаждением из растворов или термическим разложением.

Таблица 2

Показатели пористой структуры оксидов металлов, полученных различными методами

Объект исследования	Метод получения	$S_{уд}^*$, м ² /г	V_{μ} , см ³ /г	V_{Σ} , см ³ /г	$d_{пор}$, нм	$d_{час}$, нм
Гидроксид алюминия	Осаждение	320–420	–	0,17–0,38	2,0–4,0	3–4
	Парофазный гидролиз гидротермальной обработкой	70–91	–	0,51–0,63	24,2–32,7	–
	Электрохимический	254–268	–	0,74–1,21	11,6–18,1	–
	Электросинтез на переменном токе	443,0	0,0013	0,9241	9,9	5–6
Оксид олова	Осаждение	107	0,036	0,050	–	–
	Электросинтез на переменном токе	111,5	0,0015	0,2342	20,6	8–12
Оксид титана (анатаз)	Парофазный гидролиз	>60	–	–	–	–
	Осаждение	403	–	0,26	–	3–6
	Электросинтез на переменном токе	180,5	0,0049	0,3192	7,0	5–6
Оксид цинка	Термическое окисление	15,4	–	–	–	69
	Электросинтез на переменном токе	34,8	0,0015	0,1670	20,4	35–50
Оксид кадмия	Осаждение	9–15	–	–	43–48	400
	Термическое окисление	0,8–2,0	0,007	0,01	9–500	–
	Электросинтез на переменном токе	12,0	0,0001	0,0281	22,1	~400
Гидроксид никеля	Осаждение	123	–	0,55	17/3	13–17
	Электросинтез на переменном токе	160,3	0,0082	0,6244	15,6	6–12

Проведенные исследования показывают, что управляя условиями электролиза и температурой обработки, можно синтезировать нанодисперсные материалы с заданными свойствами (дисперсностью, удельной площадью поверхности, суммарным объемом пор).

ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЕ ОКИСЛЕНИЕ ОЛОВА ПОД ДЕЙСТВИЕМ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА ПРОМЫШЛЕННОЙ ЧАСТОТЫ

С.В. Андреева, М.И. Лежнина, А.А. Якименко

Научный руководитель доцент Д.А. Горлушко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Рассмотрено влияние состава и концентрации электролита на скорость электрохимического окисления металлического олова под действием переменного тока промышленной частоты. Показано, что наибольшее интенсифицирующее воздействие на процесс оказывает природа электролита.

Для многих материалов, в частности на основе оксидов металлов, эксплуатационные характеристики определяются способом получения. Развитие техники и технологий привело к тому, что к этим материалам предъявляются новые более жесткие требования, которым порой не могут удовлетворить традиционные способы получения. В частности установлено и является общепризнанным фактом, что материалы, частицы которых имеют размеры, лежащие в нанометровом диапазоне, обладают особыми свойствами, не характерными для более грубодисперсных материалов. Это наталкивает исследователей на поиск новых или усовершенствование старых способов.

Существует большое количество методов получения оксидов металлов, базирующихся на газофазном, плазмохимическом, термическом и других процессах. Развиваются детонационный синтез и электровзрыв. Наиболее хорошо изученными являются методы, основанные на осаждении из растворов солей и последующем гидролизе, позволяющие получать гидратированные оксиды металлов в виде гелей, обладающие высокой дисперсностью и развитой пористой структурой. Одним из перспективных является электрохимический способ получения оксидов металлов с использованием переменного тока. Электрохимический синтез на переменном токе, протекая в условиях, далеких от состояния равновесия, приводит к образованию продукта с дефектной структурой, обуславливающей повышенную реакционную способность нанопорошка. Все это улучшает эксплуатационные качества продукта: увеличивает активность, как следствие, производительность катализаторов, повышает чувствительность сенсоров. Немаловажным результатом применения переменного тока является рафинирование продукта, то есть очистка его от примесей, содержащихся в исходных реагентах, поскольку чистота в той или иной степени важна для материалов различного назначения. Вместе с тем электрохимический синтез характеризуется значительной энергозатратностью, предопределившей высокую

стоимость продукта, которую значительно снизить, по-видимому, не удастся. Однако сравнительно высокие значения характеристик продуктов электрохимического синтеза делают их конкурентоспособными даже при высокой стоимости.

Ранее была показана возможность электрохимического синтеза ряда оксидов металлов с помощью переменного тока промышленной частоты. Установлено, что наибольшее влияние на скорость процесса образования фазовых оксидов металлов оказывают следующие факторы: состав и концентрация электролита, температура электролиза и плотность переменного тока [1–3].

Исследования кинетики электрохимического синтеза оксидов олова с использованием переменного тока промышленной частоты проводились согласно методике, изложенной в [4]. Для изучения влияния состава и концентрации электролита нами были использованы соли, имеющие различный катионный и анионный состав (NH_4NO_3 , KCl , NaCl , NH_4Cl , CH_3COONa). Электроды изготавливались из металлического олова марки ХЧ. Результаты экспериментов, полученные в растворах электролитов различной концентрации при температуре $100\text{ }^\circ\text{C}$ и плотности тока 1 A/cm^2 , представлены в таблице.

Таблица

Влияние природы и концентрации электролита на скорость разрушения олова при плотности тока 1 A/cm^2 и температуре $100\text{ }^\circ\text{C}$

Электролит	Концентрация раствора электролита, % мас.					
	3	5	10	15	20	25
Скорость разрушения олова, $\text{г/см}^2\cdot\text{ч}$						
NH_4NO_3	0,48	0,67	0,76	0,93	0,96	0,98
KCl	0,145	0,09	0,06	0,03	0,028	0,028
NaCl	0,078	0,065	0,055	0,044	0,035	0,025
NH_4Cl	0,047	0,039	0,029	0,023	0,022	0,015
CH_3COONa	0,026	0,015	0,009	0,005	0,0035	0,0025

Скорость разрушения олова определялась по убыли массы электродов весовым методом [5]. По данным таблицы были построены зависимости скорости разрушения олова от концентрации электролита при постоянной температуре и плотности тока, представленные на рисунке.

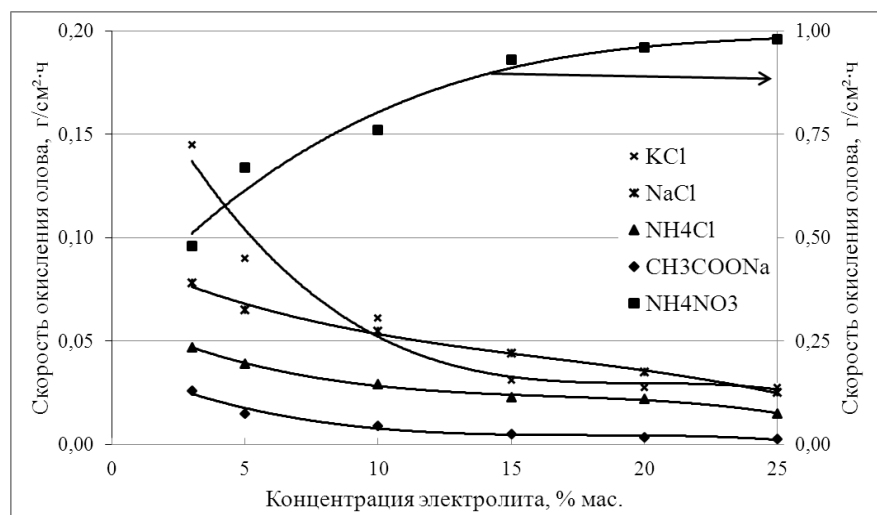


Рис. Зависимости скорости разрушения олова от концентрации электролитов при постоянной температуре ($100\text{ }^\circ\text{C}$) и плотности тока (1 A/cm^2)

Из рисунка видно, что с ростом концентрации KCl , NaCl , NH_4Cl , CH_3COONa в интервале 3–25 % мас. скорость окисления олова уменьшается. Зависимость, полученная в растворах нитрата аммония, имеет обратный характер, а именно, скорость разрушения олова повышается с повышением концентрации электролита. Максимальная скорость окисления олова наблюдается в 25 %-ном растворе NH_4NO_3 и составляет $0,98\text{ г/см}^2\cdot\text{ч}$. При использовании растворов ацетата натрия скорость разрушения олова минимальна, т. е. активность слабых электролитов в данном процессе (CH_3COONa) существенно ниже. Следовательно, для электрохимического синтеза оксидов олова в качестве электролита целесообразно использовать раствор нитрата аммония.

Литература

1. Коновалов Д.В., Коробочкин В.В., Ханова Е.А. Электрохимический синтез оксида цинка на переменном токе // Известия ТПУ. – Томск, 2003. – Т. 306. – № 5. – С. 67 – 71.
2. Коробочкин В.В., Косинцев В.И., Быстрицкий Л.Д., Ковалевский Е.П. Получение геля гидроксида алюминия электролизом на переменном токе // Неорганические материалы. – М., 2002. – Т. 38. – № 9. – С. 1087 – 1090.
3. Коробочкин В.В., Усольцева Н.В., Горлушко Д.А., Балмашнов М.А. Закономерности синтеза нанодispersных оксидов меди электролизом на переменном токе в растворе щелочи // Известия ТПУ. – Томск, 2010. – Т. 317. – № 3. – С. 13 – 16.
4. Коробочкин В.В., Ханова Е.А. Определение количества окисленных титана, кадмия и меди при электролизе на переменном токе // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. – М., 2005. – Т. 71. – № 6. – С. 20 – 23.
5. Ускоренные методы коррозионных испытаний / Розенфельд И.Л., Жиганова К.А. – М.: Металлургия, 1966. – 347 с.

**ЗОЛОТОРУДНЫЕ ОБЪЕКТЫ ЦЕНТРАЛЬНОГО АЛДАНА, БЛАГОПРИЯТНЫЕ ДЛЯ
КУЧНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ ЗОЛОТА**

Е.В. Андрианова

Научный руководитель доцент Л.А. Дорожкина

*Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе,
г. Москва, Россия*

Кучное выщелачивание золота цианистыми растворами – эффективный и перспективный способ извлечения драгоценного металла в России и в Мире в целом, и является экономически выгодным, эффективным и широко применяемым методом. Наиболее благоприятными объектами являются техногенные отвалы забалансовых руд и хвостов отработки, некоторые россыпные месторождения со значительным количеством мелкого и тонкого золота, коры выветривания золотоносных минерализованных пород и зоны окисления коренных месторождений с бедными или технологически упорными рудами.

Одним из восьми геолого-промышленных типов рудных месторождений Центрально-Алданского рудного района (Республика Саха (Якутия)), генетически связанных с мезозойским этапом тектономагматической активизации Алданского щита, является Самолазовский. Этот тип образован за счет гипергенного вскрытия, переотложения и концентрации золота из выветриваемых скарнированных пород и связанных с ними гидротермальных метасоматитов с невысокими содержаниями полезного компонента и пригоден для отработки методом кучного выщелачивания.

Самолазовское рудное поле включает в себя два разрабатываемых месторождения, находящиеся друг от друга на удалении в 1,5 км. Первое и основное – это месторождение Самолазовское, которое успешно обрабатывается с 1999г. В 2003г. началась эксплуатация Гарбузовского месторождения, являющимся вторым по значимости объектом и дополнительным источником сырья. Также, в настоящее время начато освоение нового золоторудного месторождения Подголенное, которое расположено вблизи от первых месторождений и является очень перспективным. Все месторождения очень благоприятны для переработки руд методом кучного выщелачивания, что успешно используется для добычи золота артелью старателей «Селигдар».

Территория, на которой располагаются эти месторождения, сложена высоко метаморфизованными нижнеархейскими породами гранито-гнейсового кристаллического фундамента и субгоризонтально залегающими скарнированными мраморами, известняками и доломитами венд-нижнекембрийской толщи чехла, а также прорывающими их сиенитами мезозойского возраста.

Рудные залежи Самолазовского месторождения располагаются над субгоризонтально залегающим крупным телом сиенитов, имеют преимущественно пологую пластообразную, линзовидную форму и залегают на двух гипсометрических уровнях. По принятым кондиционным показателям выделяются 5 залежей нижнего уровня и 7 – верхнего. Залежи верхнего уровня располагаются на глубинах 0-20 м от поверхности и отделены от залежей нижнего уровня, находящимися на глубине 20-75 м, безрудными прослоями мощностью 1-40 м. В центральной части месторождения залежи этих уровней иногда сливаются, образуя единую залежь большой мощности (до 50 м) и продуктивности. Крупнейшая на месторождении основная залежь нижнего уровня имеет размеры в плане до 310×450 м.

По содержаниям золота выделяются бедные и богатые руды. Богатые руды с содержанием золота до 30-50 г/т, слагающие основные пологие рудные залежи месторождения, представляют собой рыхлый, сильно окисленный материал, состоящий из тонкоагрегатного кварца, гидроокислов железа и марганца, а также рихтерита. Эти руды локализируются в зонах интенсивного просачивания поверхностных вод, контролируемых тектоническими нарушениями преимущественно северо-восточного и субширотного простирания.

Бедные руды Самолазовского месторождения представлены частично окисленными сульфидизированными и окварцованными скарнированными породами, образованными по мраморам (экскарны) и мезозойским сиенитам (эндоскарны) в результате сульфидно-кварцевого метасоматоза. Содержание золота в этих рудах низкое от 0,6 до 3 г/т. В состав золотоносных скарнированных мраморов входят, в основном, диопсид, волластонит, тремолит и его асбестовая разновидность в виде рихтерита, а также флогопит, кварц, карбонаты, флюорит, магнетит и сульфиды. Сульфиды образуют рассеянную и прожилковидную вкрапленность, представлены пиритом, в подчиненном количестве присутствуют халькопирит, галенит,

сфалерит, блеклая руда, их количество обычно не превышает первые проценты. Так как тонкодисперсное золото связано с сульфидами, то эти руды являются значительно менее благоприятными для кучного выщелачивания.

Соседнее Гарбузовское месторождение в геологическом отношении расположено на восточном контакте штока щелочно-полевошпатовых граносиенитов и контролируется зоной разлома субмеридионального простирания. Золотое оруденение локализуется в гидротермально-метасоматических образованиях развитых как по скарнам в приконтактной части штока, так и по граносиенитам внутри штока. В пределах месторождения выявлено 8 золоторудных залежей, расположенных в меридиональном направлении на некотором удалении друг от друга и относящихся к двум геолого-промышленным типам: крутопадающие минерализованные зоны и пластообразные пологозалегающие залежи.

Крутопадающие минерализованные зоны сложены сульфидно-кварцевыми метасоматитами и представляют собой тектонически ослабленные участки с многочисленными маломощными непотяженными кварцевыми прожилками, окварцованными и импрегнированными сульфидами в промежутках. Сульфиды представлены пиритом, редко халькопиритом и галенитом, имеют размер 0,1-1 мм, содержание по породе до 1-8 %. К этим зонам относятся первые четыре рудные залежи с бедными рудами, которые находятся в пределах западного разлома и на восточном контакте штока. Мощность этих зон достигает 110-130 м, залежи прослежены по падению на глубину 250 м без следов выклинивания.

Пластообразные пологозалегающие залежи с богатыми рудами развиты по сульфидно-кварцевым метасоматитам, в которых более поздние гипергенные процессы привели к дезинтеграции пород и образованию мощной зоны окисления. К этому типу относятся рудные залежи, которые расположены в приразломной зоне тектонического контакта массива сиенитов.

Морфология зон окисления сульфидно-кварцевых метасоматитов различна в зависимости от состава материнских пород. Зона окисления по сульфидно-кварцевым метасоматитам в пределах штока граносиенитов имеет сложную морфологию и состоит из линзовидных продолговатых тел, вытянутых вдоль основного разлома, а в местах пересечения диагональными разломами сливается в единую зону мощностью 110 м. По падению зона окисления прослежена до глубины 165 м. Своеобразное положение зоны окисления по скарнам, которые зажаты в ограниченном с трех сторон крутопадающими разломами тектоническом блоке, привело к образованию коры выветривания на площади размером 280×500 м. Нижняя граница распространения коры выветривания ограничивается кровлей силла кварцевых сиенитов.

В зонах окисления основными гипергенными минералами являются: каолинит, монтмориллонит, хлорит, ярозит, гетит, гидрогетит (лимонит), сульфаты меди, свинца, цинка. Количество новообразованных минералов изменяется от 10-20 % до полного замещения исходного состава породы. Продукты окисления сульфидно-кварцевых метасоматитов представлены песчано-обломочными образованиями бурого, темно-бурого, черного цвета. Количество обломков изменяется от первых процентов до 60-70 %. В составе обломков преобладают сульфидно-кварцевые метасоматиты, в меньшей мере скарны, сиениты, мрамора, крошка минералов кварца, флюорита, лимонита.

Для разных типов руд Самолазовского и Гарбузовского месторождений характерны различные содержания золота и его параметры. В первичных бедных рудах (скарнах) содержания золота обычно составляет до 1,6 г/т, при появлении окисленных лимонитизированных зон содержания золота возрастают до 2-5 г/т. При метасоматическом изменении скарнов и образовании прожилковидных и жиллообразных послонных и секущих зональных тел флюорит-карбонат-кварцевого состава с сульфидной вкрапленностью содержания 0,6-2 г/т. При развитии по этим породам процессов окисления, растворения карбонатов и накоплении гидроокислов железа в них появляются содержания золота до 2,5 г/т и выше (до 30-50 г/т), а в отдельных пробах достигают 300-600 г/т. Содержание серебра в рудах весьма низкое, обычно первые г/т, иногда в богатых рудах достигает 20-30 г/т. В повышенных содержаниях как вредная примесь присутствует медь (до 0,2 %).

Золото в богатых рудах высокопробное, свободное (96 %), весьма мелкое (0,15 мм). Значительное количество золота в сульфидизированных сиенитах тонкодисперсное в сульфидах (43 %) и в силикатах (8 %), свободного золота не более 6 %.

Из особенностей геологического строения и вещественного состава руд Самолазовского и Гарбузовского месторождений видно, что имеются как положительные, так и некоторые отрицательные факторы для использования метода кучного выщелачивания золота.

К положительным факторам, влияющим на повышение эффективности использования метода кучного выщелачивания, относятся:

- морфология рудных тел и их глубина залегания дают возможность вести отработку карьером;
 - золото в богатых рудах представлено в виде свободного весьма мелких выделений размером в основном 0,0л – 0,00л мм, которые хорошо поддаются цианированию;
 - золото находится в дезинтегрированной и хорошо проницаемой рудной массе, которая сложена мелкими зернами кварца и рыхлыми гидроксидами железа при практическом отсутствии глинистых минералов;
 - невысокие содержания в рудах вредных примесей, таких как сульфиды мышьяка, сурьмы, цинка, углеродистого вещества.
- Отрицательными факторами, которые усложняют переработку руд кучным выщелачиванием, являются:
- неблагоприятная климатическая обстановка с низкими среднемесячными температурами и продолжительными устойчивыми морозами в течение года;
 - значительное количество золота бедных руд связано с сульфидами, находится в тонкодисперсном состоянии и является более упорным для кучного выщелачивания;

- присутствие руде сорбирующего минерала рихтерита и повышенное содержание меди вызывают значительный расход реагентов.
- тонкоагрегатное строение руд (содержание фракций -0,1 и -0,5 мм – до 50 %) требует окомкования.
- Для нивелирования воздействий отрицательных факторов можно предложить
- оптимизировать схему размещения забалансовых руд и хвостов для дальнейшего рационального использования под кучное выщелачивание;
- ввести изменения в график опробований, переведя часть подготовительных операций в зимний период.

Литература

1. Бойцов В.Е., Пилипенко Г.Н., Солодов Н.А. Месторождения благородных, радиоактивных и редких металлов / Под ред. Л.В. Оганесяна. – М.: НИИ-ПРИРОДА, 1999. – 220 с.
2. Подземное и кучное выщелачивание урана, золота и других металлов: В 2 т. Т. 2: Золото / Под ред. М.И. Фазлуллина. – М.: Издательский дом «Руда и металлы», 2005. – 328 с.

ПОДГОТОВКА ТЕКУЩИХ ХВОСТОВ ОБОГАЩЕНИЯ КОЛЧЕДАНЫХ РУД К КОМПЛЕКСНОМУ ОСВОЕНИЮ

Е.А. Емельяненко, Е.А. Горбатова, М.М. Емельяненко

Научный руководитель доцент Е.А. Емельяненко

**Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова,
г. Магнитогорск, Россия**

Комплексный подход к освоению месторождений полезных ископаемых предполагает не только полное извлечение руды из недр, но максимально полную переработку всей добываемой горной массы. В результате несовершенства обогатительных технологий в хвосты уходит значительная часть ценных компонентов, таких как медь, цинк, благородные и редкие металлы. Хранение минерального сырья в хвостохранилищах ухудшает его качество за счет самопроизвольно протекающих процессов выщелачивания. Проблема переработки минерального сырья, имеющего определенные кондиции, в частности текущих хвостов обогащения колчеданных руд Учалинского рудного поля является актуальной. Одним из способов, который позволяет вовлечь в переработку сырье, имеющее сложный вещественный состав, дисперсную крупность является сернокислотное выщелачивание в кучах. Для данного вида сырья исследовались его геотехнологические свойства, влияющие на эффективность выщелачивания, а именно: минеральный состав, структурно-текстурные особенности руд и получаемых из них хвостов обогащения, трещиноватость минеральных агрегатов. Объектом изучения являлись хвосты обогащения Учалинской обогатительной фабрики, которая перерабатывает разнообразные по минеральному и химическому составу медно-цинково-колчеданные руды Учалинского и Узельгинского месторождений, малосернистые медно-цинково-колчеданные руды Молодежного месторождения. Процесс рудоподготовки включает трехстадийное измельчение руды до крупности 85% класса -0,074 мм и трехстадийное доизмельчение до крупности 96% класса -0,044 мм. Пробы исследовались после стадий измельчения и доизмельчения, для установления влияния доизмельчения на структурные особенности минеральных агрегатов и раскрываемость сростков.

Минеральный состав колчеданных руд исследуемых месторождений варьирует в зависимости от формационного типа и представлен главными рудообразующими минералами - пиритом, халькопиритом, сфалеритом. В подчиненном количестве находятся пирротин, галенит, борнит, блеклая руда. Нерудные минералы представлены, в основном, кварцем, серицитом и хлоритом.

Текстуры колчеданных руд, соответствующие условиям образования, весьма разнообразны и разделены на десять морфологических типов: прожилково-вкрапленные, массивные, полосчатые и слоистые, сланцеватые и сланцевато-полосчатые, брекчиевые и брекчиевидные, колломорфные, текстуры пирротиновых руд, жильные текстуры в сплошных колчеданных рудах, текстуры регинерированных руд, текстуры, испытавшие контактовый метаморфизм. Самыми распространенными в исследуемых рудах являются прожилково-вкрапленные, сплошные - массивные, полосчатые и слоистые, брекчиевые и брекчиевидные, колломорфные.

Установлено, что руды с вкрапленными текстурами обычно имеют отчетливо выраженные зернистые структуры: от аллотриоморфнозернистых до идиоморфных. Размеры зерен могут быть как пылевидные, так и крупнозернистые. Тонкое взаимопроращение сульфидов во вкрапленных рудах являются редкостью. Такие руды достаточно полно флотируются.

Текстуры сплошных руд характеризуются сложной формой сростаний минералов в руде, крайне неравномерными размерами, зазубренными границами минеральных агрегатов, что отрицательно влияет на раскрываемость сростков минералов.

Главными рудными минералами хвостов по результатам рентгенофазового анализа являются: пирит – 75-80%; халькопирит – 0,86-1%; сфалерит – 1,2%. В подчиненном количестве встречаются следы ковеллина, борнита и халькозина. Нерудная фракция сложена зернами кварца, хлорита, эпидота и кальцита. Кварц в хвостах – самый распространённый минерал, его содержание в текущих хвостах достигает 5-6%. Встречается в виде обломков кристаллов или в виде небольших зёрен. Содержание хлорита около 1-2%. Наблюдается в виде зёрен неправильной формы.

В результате измельчения колчеданных руд, имеющих разные текстурно-структурные особенности, раскрытие минеральных агрегатов с образованием зерен и их сростков происходит по-разному. Установлено, что доизмельчение необходимо только для руд с массивной текстурой, тонкий помол уменьшает количество нераскрытых сростков и переход их в хвосты обогащения.

Форма измельченного продукта зависит от механических характеристик минеральных агрегатов. Хрупкие сульфиды и вмещающие породы образуют осколки угловатых очертаний, а минеральные агрегаты, представленные большей частью мягкими минералами, такими как халькопирит и сфалерит, разрушаются на осколки сглаженной формы. Осколки легко окисляемых минералов (пирротин, халькопирит, сфалерит) отличаются неправильной формой и извилистыми очертаниями. В минеральных агрегатах, содержащих пирит, пирротин после процесса измельчения появляется трещиноватость, что делает данный вид сырья пригодным к выщелачиванию.

Минеральные сростки медно-цинково-колчеданных руд – это незакономерные срастания одного и более минералов. После измельчения минеральные сростки разных классов крупности отличаются размером, формой и характером пространственного размещения слагающих их минеральных индивидов, метаколлоидными реликтовыми и структурами кристаллизации, структурами замещения, распада твердых растворов и преобразования. Выделены следующие морфологические типы структур: кружевных узоров, интерстиционные, коррозионные, краевых каемок, эмульсиевидная, зернистые с различной крупностью и идиоморфизмом зерен, пойкилитовые (рис. 1, 2).

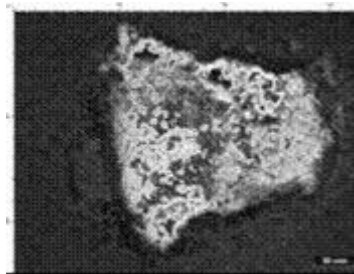


Рис. 1. Структуры кружевных узоров. Минеральный сросток сфалерита (серое) и пирита (белое)

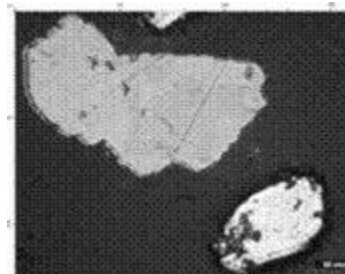


Рис. 2. Структуры замещения. Минеральные сростки пирротина (темно-серое) и халькопирита (серое)

Процесс доизмельчения приводит к дальнейшему раскрытию минеральных сростков с образованием свободных зерен (рис. 3). В конечном продукте доизмельчения доля минеральных сростков не превышает 10 % от общей массы размер зерен не превышает 20 мкм, эта часть ценных компонентов теряется с текущими хвостами. Для нераскрытых минеральных сростков характерны структуры - интерстиционные, краевых каемок (рис. 4), эмульсиевидные, пойкилитовые.

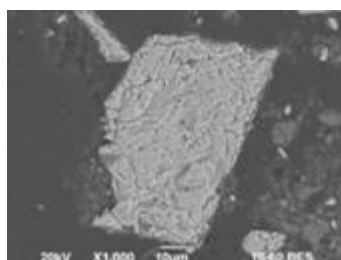


Рис. 3. Свободное зерно халькопирита

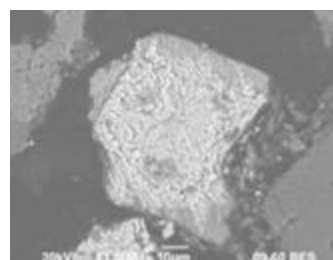


Рис. 4. Структура краевых каемок. Минеральный сросток халькопирита (белое) и пирита (светло-серое)

Распределение сростков по классам крупности показывает, что для классов крупности + 0,074 мкм и +0,044-0,074 мкм характерны все вышеперечисленные морфологические типы структур. Для минеральных сростков класса крупности – 0,044 мм в основном присущи структуры замещения, а также эмульсионное и пойкилитовое строение агрегатов, где в пиритной массе встречается тонкая вкрапленность халькопирита и сфалерита. Границы срастания ровные.

Структурные особенности хвостов обогащения – тонкая вкрапленность, прожилки сфалерита и халькопирита в тонко- и среднезернистых трещиноватых агрегатах пирита и пирротина позволяют говорить о необходимости применения гидрометаллургических методов для переработки данного сырья.

Проведенные исследования показывают, что для эффективного освоения колчеданных руд целесообразно использовать комбинированную схему обогащения: флотация с последующим кучным выщелачиванием хвостов обогащения.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КАРБОНАТНЫХ МАРГАНЦЕВЫХ РУД ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ КАТАЛИЗАТОРОВ ГЛУБОКОЙ КОНВЕРСИИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

А.А. Иванова, Р.А. Загороднев, И.В. Фролова

Научный руководитель доцент В.В. Тихонов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Природный газ является одним из основных первичных энергоносителей и источников получения химического сырья. Это является главной причиной большого интереса ко всему комплексу вопросов, связанных с его ресурсами, добычей, транспортировкой и переработкой. Большинство возникающих при этом проблем обусловлено свойствами основного компонента природного газа - метана. Поэтому проблема использования природного газа - прежде всего проблема использования метана. Однако если в качестве энергетического ресурса природный газ уже получил широкое распространение [2], то его роль в производстве вторичных энергоносителей и химических продуктов значительно ниже. Высокая прочность связи С-Н в молекуле метана затрудняет его использование в технических процессах. Практически все реализованные в промышленном масштабе пути переработки природного газа в химические продукты основаны на сложном энерго- и капиталоемком процессе его предварительного превращения в синтез-газ, что является главным фактором, ограничивающим масштабы его использования.

Развитие новых способов полного окисления углеводородов (реверс-процесс, позволяющий аккумулировать тепло окисления; высокотемпературное каталитическое сжатие углеводородного топлива) предъявляют высокие требования к катализаторам. Катализатор должен [3]: а) индуцировать зажигание топливовоздушной смеси при возможно низкой температуре; б) иметь активность, достаточную для проведения реакции полного окисления при максимально низкой начальной температуре и максимальных значениях скорости газовоздушного потока; в) сохранять активность при повышенных температурах в течение длительного времени использования; г) устойчиво работать в стехиометрических углеводородно-воздушных смесях (не содержащих избытка кислорода).

Основной компонент природного и попутного нефтяного газа – это метан. Поэтому если речь идет об этих газах, то подразумевается в первую очередь и рассматривается именно метан.

Метан используется как основное химическое сырьё для органической химии, так и в энергетических целях. В первом случае, метан, как правило, подвергается частичной конверсии при высоких температурах и с использованием катализаторов до синтез-газа, во втором случае – предпочтительно полное окисление метана. Добиваются полного окисления с использованием горелочных устройств различных конструкций, а так же применением системы автоматизации, управляющей горением. Последнее время наметилась стойкая тенденция по расширению применения каталитических устройств и по сжиганию метана. Каталитические горелки отличаются от обычных горелок большей безопасностью в виду отсутствия угарного газа в продуктах горения, отсутствия пламени, а так же более широкого диапазона устойчивой работы.

Катализаторами окисления метана выступают обычно металлы платиновой группы. Низкая температура зажигания, высокая стабильность и некоторые другие положительные свойства этих катализаторов значительно уменьшаются их дороговизной, необходимостью последующей утилизации и тому подобными проблемами. Вместе с тем, уже более века известны оксидные катализаторы окисления метана. Оксидные катализаторы существенно отличаются составом, свойствами и эффективностью. Одним из высокоэффективных катализаторов глубокой конверсии метана, соизмеримым с платиновым катализатором, является оксидный катализатор состава, исследованного в работе [4], и ряд аналогичных катализаторов, основным действующим веществом в которых – оксид марганца. Каталитическую систему создают, путём пропитки, например, алюмооксидного носителя марки АОК-63-31 или ему подобных, водорастворимыми солями металлов, входящих в состав катализатора, с последующим термическим превращением солей в оксиды.

Проработка рынка сырья для производства оксидного катализатора вышеприведённого состава, показала, что водорастворимые соли марганца (как основного компонента катализатора), достаточно дефицитны и не все соли применимы для синтеза катализатора. Так совершенно недопустимо наличие в катализаторе хлорид-ионов, которые являются для рассматриваемых катализаторов ядом. Наличие серы в катализаторе в том или ином виде – так же крайне не желательно по тем же причинам. Нитрат и ацетат марганца применимы. Однако если рассматривать всю технологическую цепочку синтеза катализатора, то следует учитывать множество факторов, таких как экономика, экология и др. С точки зрения экологии, применение нитрата марганца нежелательно в виду выделения оксидов азота при термическом разложении. Ацетат марганца при разложении не даёт вредных продуктов. К тому же, условия разложения ацетатов гораздо менее жесткие, чем для нитратов. К сожалению, на рынке химических реактивов отсутствует сколько-нибудь приемлемое предложение ацетата марганца [5].

Проанализировав имеющуюся информацию, пришли к идее, что в качестве сырья для производства катализатора через ацетат марганца было бы интересно рассматривать карбонатные марганцевые руды.

Объектом первичного исследования в данной работе была взята карбонатная марганцевая руда Усинского месторождения. Усинское месторождение – крупнейший, детально разведанный промышленный

объект. Рудные тела залегают в крутопадающем западном крыле Усинской синклинали структуры, сложенной известняками, доломитами, глинистыми и углистыми сланцами раннекембрийского возраста [1].

Химический состав марганцевой руды Усинского месторождения, определенный методом химического анализа, представлен в таблице 1.

Таблица 1

Химический состав марганцевой руды Усинского месторождения

Содержание компонентов в руде, мас. %								
Mn	Fe	P	S	SiO ₂	Al ₂ O ₃	CaO	MgO	п.п.п.
19,30	5,96	0,18	1,09	10,33	1,67	14,90	3,17	43,40

Как видно из таблицы, исследуемая руда характеризуется низким содержанием марганца. Кроме того, в составе руды отмечается повышенное содержание вредных примесей – в первую очередь фосфора и кремнезема, что усложняет схему их обогащения.

Для выщелачивания бралась измельченная руда (размер фракции < 1 мм) как в товарном состоянии (состояние поставки потребителям), так и подвергнутая обогащению по марганцу. Процесс обогащения на лабораторном магнитном сепараторе дал (по данным РФА) увеличение содержания марганца более чем в 2 раза.

С исходной и обогащенной рудой проводились параллельные опыты по выщелачиванию 10% -ой уксусной кислотой при комнатной температуре. Кислота бралась в расчётном (по отношению к карбонатам руды) количестве с двухкратным превышением. Результаты опытов представлены в таблице 2.

Таблица 2

Результаты выщелачивания марганцевой руды

Показатель	Размерность	Исходная руда	Обогащённая руда
Расход кислоты на выщелачивание, от расчётного	%	105	92
Выход от содержания в руде	%	83	85

Повышенный расход кислоты на выщелачивание от расчётного объясняется тем, что расчёт вёлся на карбонатные соединения, а вероятно кислота израсходовалась на дополнительные реакции с другими соединениями в исходной руде, в то время как при обогащении эти соединения ушли в хвосты.

Процент выхода в раствор не зависит от содержания марганца в руде. Необходимость предварительного обогащения требует проведения технико-экономических расчётов всей технологической цепочки.

Таким образом, первичные исследования по извлечению из карбонатных марганцевых руд Усинского месторождения с помощью выщелачивания раствором уксусной кислоты показали перспективность выбранного нами направления в целом. Предполагается дальнейшее проведение исследований, нацеленных на отработку технологических параметров процесса выщелачивания (дисперсность руды, кинетика выщелачивания, концентрация кислоты, температура процесса и др.).

Литература

1. Быч А.Ф., Батырев А.И. Марганцевые месторождения Кемеровской области // Руды и металлы. – М., 1998. – № 2. – С. 22 – 28.
2. Кирик Н.П., Рогалева В.Г., Максимов Н.Г. и др. Влияние состава катализаторов на основе MgO на их активность в окислительном превращении метана // Кинетика и катализ. – М., 1989. – Т. 30. – С. 142 – 147.
3. Равич Б.М. Брикетирование в цветной и черной металлургии. – М.: Металлургия, 1975.
4. Усачев ПЛ., Беланова Е.П., Широкова Г.А. Окислительный синтез C₂-углеводородов из метана в присутствии марганцевых катализаторов // Нефтехимия. – М., 1998. – Т. 38. – № 6. – С. 468 – 480.
5. Шарков А.А. Минерально-сырьевая база марганца России и проблемы ее использования // Разведка и охрана недр. – М, 2000. – Т. 311. – С. 15 – 19.

СОЗДАНИЕ ВОДОСТОЙКИХ МАГНЕЗИАЛЬНЫХ ВЕЩЕСТВ
НА ОСНОВЕ ДИОКСИДОВОГО СЫРЬЯ

О.В. Иванова

Научный руководитель доцент С.В. Эрдман

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Наряду с портландцементом, затраты на производство которого остаются высокими, в строительстве необходимо использовать другие виды вяжущих веществ. Таковыми могут быть магнезиальные и композиционные магнезиальные вяжущие вещества, полученные из местного сырья и магнезиальных отходов.

Магнезиальные вяжущие вещества являются активным компонентом строительных композиционных материалов; магнезиальных растворов, штукатурных смесей, ксилолитовых масс, искусственного мрамора, пеномагнезита, декоративных облицовочных плит.

Магнезиальные вяжущие, приготовленные на основе магнезиального сырья, ограничены в применении в виду малого количества месторождений магнезита, высоких затрат на перевозку на дальние расстояния.

С другой стороны, техногенные и природные некондиционные магниесодержащие отходы в больших количествах накапливаются на горно-обогатительных комбинатах, предприятиях огнеупорного, металлургического производства, получения солей магния. Вследствие этого высокомагнезиальное и магнезиалносиликатное сырье исчисляется сотнями тысяч тонн, и количество его продолжает увеличиваться, что ведет к загрязнению окружающей среды и осложнению экологической обстановки в целом.

Особую актуальность приобретает вопрос разработки водостойких композиционных магнезиальных вяжущих материалов с вовлечением в производство как местных техногенных, так и природных силикатов магния. В результате целенаправленного управления процессами гидратации и оксохлоридообразования, формирования водостойких кристаллизационных структур твердения в системе MgO-MgCl₂-силикат магния, возможно получение композиционных магнезиальных вяжущих материалов с одновременным повышением прочности, водостойкости и других эксплуатационных характеристик. Разработка составов и технологии водостойких композиционных вяжущих на основе силикатов магния способствует решению проблемы получения качественных вяжущих и расширению номенклатуры строительных материалов, и вместе с этим улучшению экологической обстановки в регионах Российской Федерации.

Одним из направлений повышения водостойкости магнезиальных материалов является введение добавок в состав смешанного магнезиального вещества. Использование природных добавок в составе смешанных магнезиальных веществ представляет практический и научный интерес, в частности для выяснения механизма формирования водостойких структур.

В работе исследована возможность использования диоксидового сырья в производстве магнезиальных материалов для получения декоративно-отделочной плитки.

При выполнении данной работы были исследованы в качестве вяжущего материала – каустический магнезит, полученный обжигом магнезита Онотского месторождения, и порошок магнезиальный каустический (ПМК-87), а в качестве добавки использовались магниесодержащий силикат (диоксид), химические состав которого представлен в таблице 1.

Таблица 1

Химический состав диоксида

Содержание оксидов, мас. %								
SiO ₂	Al ₂ O ₃	TiO ₂	Fe ₂ O ₃	FeO	CaO	MgO	K ₂ O+Na ₂ O	Δm _{щрк}
56,47	1,17	0,04	0,29	0,35	22,83	17,08	0,52	1,25

Диоксид смешивался с каустическим магнезитом или ПМК-87 в соотношениях от 50 до 70% . Образцы для испытаний изготавливались в форме кубиков размером 20×20×20 мм, которые твердели в условиях воздушной и воздушно-влажной средах в течении 28 суток.

В зависимости от количества вводимого компонента определялись основные физико-механические свойства разработанных материалов: сроки схватывания; предел прочности при сжатии; водопоглощение; объемная масса, коэффициент водостойкости.

При введении диоксида уменьшаются сроки схватывания образцов; значения предела прочности на сжатие повышается до 27,5 МПа; водопоглощение образцов не превышает 7%; объемная масса составляет около 2 г/см³; коэффициент водостойкости 1,0-1,2.

Каустический магнезит обжигался при разных температурных режимах и исследовалась активность каустического магнезита ($m(\text{Mg}^+) = 5,6 \cdot 10^{-3}$ г). Время обжига и активность каустического магнезита представлены в таблице 2.

Таблица 2

Определение содержания активного MgO в каустическом магнезите

Без обжига	Температура обжига, °C								
	500			600			700		
	Время обжига, мин								
	10	20	30	10	20	30	10	20	30
4,02	6,00	5,24	5,04	8,24	9,40	6,20	11,32	7,40	6,68

Анализ экспериментальных данных показал, что наибольшей активностью обладают каустический магнезит, обожженный при температуре 700 °C в течение 10 минут, и порошок магнезитовый каустический, которые использовались в работе для получения смешанного магнезиального вещества с заданными свойствами.

Анализ экспериментальных данных показал, что полученные материалы соответствуют требованиям ГОСТ и могут быть рекомендованы для производства магнезиальных материалов на основе диопсида.

Литература

1. Вайвад А.Я. Магнезиальные вяжущие вещества. – Рига, 1971. – 332 с.
2. Волженский А.В. Минеральные вяжущие вещества. – Москва: Стройиздат, 1986. – 372 с.

ЭКСТРУЗИОННЫЙ СПОСОБ ПОЛУЧЕНИЯ СОРБЕНТОВ

В.П. Игашева, А.А. Шевченко

Научный руководитель доцент О.К. Семакина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В северной и азиатской частях России подземные воды, используемые для питьевого, хозяйственно-питьевого и производственного водоснабжения, характеризуются избыточным содержанием железа. Поэтому на большинстве станций обезжелезивания вод после фильтрования аэрированной воды образуется огромное количество частично обезвоженного и недостаточно стабилизированного осадка. Обработка железистых осадков промывных вод фильтров должна проводиться в целях максимального уменьшения их объемов и подготовки к последующему размещению, использованию или утилизации для обеспечения удовлетворительного санитарного состояния окружающей среды или восстановления ее благоприятного качества.

Осадок оксида-гидроксида железа, выделенный в процессе деферризации подземной воды, по своим классификационным признакам относится к природно-техногенным материалам и является вторичным минеральным сырьем.

Проблема комплексной утилизации осадков промывных вод, образующихся в больших количествах при очистке подземных вод, является одной из актуальных. Возможности применения осадков промывных вод различны. Железосодержащий осадок может быть использован, например, при создании строительных материалов различного технического назначения, при получении пигментов, красок и т.д.

Нами предложена возможность получения из него сорбента для очистки отработанных минеральных масел.

Технические масла применяют в промышленности и быту для смазки механизмов и в качестве рабочих жидкостей в различных гидросистемах, в электроэнергетике для изоляции и охлаждения электросилового оборудования. Обычно это нефтяные масла, содержащие противокислительные, загущающие, антикоррозийные и др. присадки, улучшающие эксплуатационные свойства масел, а также растительные масла в качестве добавок.

Масла в процессе работы в машинах и механизмах соприкасаются с металлами и воздухом, загрязняются водой и пылью, разжижаются топливом, подвергаются воздействию температуры, давления, электрического поля и других факторов, вследствие чего их физико-химические и эксплуатационные свойства с течением времени изменяются. Так, наличие воды способствует окислению масла, а также развитию в нем биозагрязнений, которые развиваются на границе раздела фаз масло – вода. Механические примеси, в состав которых в большинстве случаев наряду с сажей входят металлы в виде продуктов коррозии, являются катализаторами окисления масел, в процессе которого образуются кислоты и различные смолисто-асфальтеновые соединения.

Общее содержание образующихся нежелательных примесей может составлять 5–30 % в зависимости от срока и условий эксплуатации масел.

Отработанные нефтяные масла являются одним из существенных источников загрязнения окружающей среды – почвы, водных источников и грунтовых вод. В связи с этим большое значение имеет полное или частичное восстановление качества отработанных масел (регенерация) с целью их повторного использования по прямому назначению или для иных целей.

Для восстановления отработанных масел применяются разнообразные технологические операции, основанные на физических, физико-химических и химических процессах и заключаются в обработке масла с целью удаления из него продуктов старения и загрязнения.

Метод адсорбционной очистки занимает второе место по объему применения. Адсорбционная очистка отработанных масел заключается в использовании способности веществ, являющихся адсорбентами, удерживать загрязняющие масло продукты на наружной поверхности гранул и на внутренней поверхности пронизывающих гранулы капилляров.

Нами исследовалась возможность использования в качестве сорбента гранул, полученных из осадка, образующегося на скорых фильтрах станции обезжелезивания Томского водозабора. Ранее было установлено, что основу осадка промывных вод составляет немагнитная фаза α -оксида гидроксида железа (гетит α -FeOOH). Часть осадка представлена рентгеноаморфной фазой $\text{Fe}(\text{OH})_3$, α - Fe_2O_3 , γ - Fe_2O_3 и другими продуктами [2]. Так как исходный осадок представляет собой пластичную массу влажностью 11–13 %, то нами был выбран экструзионный метод получения гранул путем продавливания пасты через фильеру. Определение влажности исходной пасты показало, что перед экструзией не требуется предварительной подсушки исходной пасты, что позволяет избежать дополнительных затрат энергии.

Экструзионная формовка базируется на определенных структурно-механических свойствах формируемых систем, их способности под влиянием механических воздействий снижать пластическую прочность, а после снятия напряжения вновь ее восстанавливать. Благодаря этому под действием механических усилий

формовочной машины (шнек, лопасти, приспособление для протирки) масса становится менее вязкой, приобретает пластичность и поддается продавливанию через фильеру. После выхода из фильера и снятия напряжения происходит тиксотропное восстановление пластической прочности, и отформованные гранулы становятся пригодными для дальнейшей транспортировки.

В лабораторных условиях формовка экструзией производится с помощью так называемого «шприца», представляющего собой цилиндрическую трубку, внутри которой на винтовом штоке перемещается поршень, выдавливающий массу; на противоположном конце трубки на резьбе закреплена фильера с диаметром отверстий 3 мм, через которые и формируется пастообразная масса. Образующиеся при этом длинные цилиндрические черенки разрезают вручную на гранулы размером 5–7 мм и высушивают [1].

Для придания прочности получаемых гранул добавляли связующую жидкость, в качестве которой использовали полиакриламид (ПАА), карбоксиметилцеллюлозу (КМЦ) и метилцеллюлозу (МЦ). Концентрацию связующей жидкости варьировали в пределах 0,1–1,0 %.

Полученные гранулы после сушки при комнатной температуре исследовали на прочность в статических условиях и суммарный объем пор. Результаты представлены в табл. 1 и 2.

Из полученных данных видно, что с увеличением концентрации связующей жидкости повышается прочность гранул. При этом прочность гранул со связующим КМЦ несколько выше, чем с ПАА. Однако, прочность с 1 % ПАА резко возрастает в 2,5–3 раза, что не наблюдается для КМЦ.

Суммарный объем пор для полученных гранул определяли по адсорбции паров бензола. Как показали результаты, с увеличением концентрации связующей жидкости объем пор уменьшается. Это объясняется тем, что при сушке из гранул удаляется вода, а увеличение связующего вещества, соединяющего между собой порошкообразные частицы, уменьшается свободный объем пор.

Таблица 1

Прочность гранул

Связующая жидкость	Прочность гранул от концентрации связующей жидкости, МПа				
	0,1 %	0,3 %	0,5 %	0,7 %	1 %
ПАА	0,1050	0,078	0,086	0,092	0,260
КМЦ	0,1302	0,0898	0,101	0,1236	0,1162

Таблица 2

Суммарный объем пор гранул

Связующая жидкость	Объем пор гранул от концентрации связующей жидкости, см ³ /г				
	0,1 %	0,3 %	0,5 %	0,7 %	1 %
ПАА	0,1515	0,1535	0,1425	0,1485	0,1360
КМЦ	0,1885	0,1842	0,1659	0,1625	0,1705

Как видно из табл. 2, объем пор гранул, полученных с КМЦ на 16–20 % выше, чем для гранул с ПАА.

Дальнейшие исследования заключались в том, что полученные экструзионным методом гранулы прокаляли при 100 °С и 250 °С и также определили физико-механические свойства.

Литература

1. Бабенко С.А., Семакина О.К. Гранулирование дисперсных материалов в жидких средах. – Томск: Изд. Института оптики атмосферы СО РАН, 2003. – 346 с.
2. Лукашевич О.Д., Барская И.В., Усова Н.Т. Интенсификация осаждения и утилизации железистых осадков промывных вод скорых фильтров // Вода: технология и экология. – СПб., 2008. – № 2. – С. 30 – 40.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КАРБОНАТНОЙ МАРГАНЦЕВОЙ РУДЫ УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Т.А. Кауцман, И.В. Фролова, Ч.В. Чинь

Научный руководитель доцент В.В. Тихонов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в России ощущается острый дефицит марганцевых руд. Современная потребность промышленности составляет 1,3 млн тонн марганцевых концентратов. Вместе с тем, разведанные запасы марганцевых руд в России составляют 148 млн. тонн, которые сосредоточены в 13 месторождениях Северо-Уральского марганцево-рудного бассейна и Западной Сибири. Одним из таких месторождений является Усинское месторождение – крупнейший, детально разведанный промышленный объект. Рудные тела залегают в крутопадающем западном крыле Усинской синклинали структуры, сложенной известняками, доломитами, глинистыми и углистыми сланцами раннекембрийского возраста [1].

Специфической особенностью марганцевых руд является многообразие минеральных форм марганца, а также крайне неравномерная вкрапленность рудных минералов размером от долей миллиметров до нескольких сантиметров. Главные рудные минералы – карбонаты марганца: родохрозит, манганокальцит и марганцовистый

кальцит. В качестве второстепенных присутствуют силикаты марганца: тефроит, пирооксмангит, бементит, фриделит, оксиды – пиролюзит, тодорокит, вернадит, а также пирротин, кварц, тальк, стилипномелан, хлорит.

В нашей работе проводились первичные исследования по переработке руды Усинского месторождения для целей использования в металлургической промышленности.

В качестве объектов исследования были взяты образцы руды в той кондиции и в том виде, в котором она поставляется потребителям на сегодняшний день. Химический состав марганцевой руды Усинского месторождения, определенный методом химического анализа, представлен в табл. 1.

Таблица 1

Химический состав марганцевой руды Усинского месторождения

Содержание компонентов в руде, мас. %								
MnCO ₃	Fe	P	S	SiO ₂	Al ₂ O ₃	CaO	MgO	п.п.п.
19,30	5,96	0,18	1,09	10,33	1,67	14,90	3,17	43,40

Гранулометрический состав, определенный нами методом ситового анализа, приведен на рис.

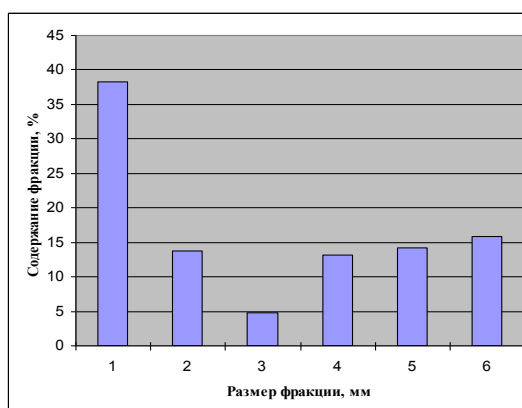


Рис. Гранулометрический состав образца руды

1 - > 4 мм; 2 - 3 - 4 мм; 3 - 2 - 3 мм;
4 - 1,02 - 2 мм; 5 - 0,4 - 1,02 мм; 6 - < 0,4 мм

Как видно из таблицы 1, исследуемая руда характеризуется низким содержанием марганца. Кроме того, в составе руды отмечается повышенное содержание вредных примесей – в первую очередь фосфора и кремнезема, что уменьшает её металлургическую ценность. В связи с этим, нами были проведены работы по обогащению с целью получения концентратов металлургических сортов.

Для обогащения, руду подвергли измельчению на шёковой дробилке ДЩ-6, а затем в шаровой мельнице до прохождения руды через сито 1 мм. Затем измельчённую руду подвергали обработке на лабораторном магнитном сепараторе.

В результате, был получен продукт обогащения, рентгенофазового анализ которого показал, что по отношению к исходной руде, содержание карбоната марганца в руде увеличилось более чем в 2 раза с 19,30 до 41,70 %. Для обогащенной марганцевой руды были определены некоторые основные физико-механические характеристики, которые составили: удельная поверхность – 512 см²/г, удельный вес – 2,39 г/см³, насыпная масса – 1410 кг/м³.

Продукт обогащения представляет собой тонкодисперсный концентрат, использование которого затруднено в металлургическом переделе без предварительной подготовки, так как мелкофракционные материалы обладают низкой газопроницаемостью. Для более эффективного использования тонкодисперсного сырья применяют процессы гранулирования. Гранулированием называется процесс придания твердофазным продуктам определенной (требуемой) формы и необходимых потребительских свойств. Получаемые в результате гранулирования частицы твердой фазы называются гранулами. Гранулы представляют собой чаще всего двухфазные, иногда трехфазные агрегаты, имеющие сложную (нередко – пористую) структуру. Гранулы могут либо состоять исключительно из гранулируемого вещества (или веществ), либо включать наряду с ним еще и вещество, скрепляющее исходные частицы гранулируемого продукта в агрегат (гранулу). Это вещество называют связующим. Частицы гранулируемого продукта в грануле могут быть связаны между собой за счет образования кристаллических «мостиков», возникающих при кристаллизации расплава (раствора) связующего или при десублимации последнего, при перекристаллизации и полиморфных превращениях в твердой фазе под давлением. Упомянутая выше связь может возникнуть за счет вязких, капиллярных, электростатических и других поверхностных сил различной физической природы. Она может также образоваться при химическом

взаимодействии связующего или компонентов связующего с гранулируемым материалом. [1]. Наиболее распространенным из процессов гранулирования является окатывание [2].

В данной работе гранулирование обогащённых карбонатных марганцевых руд осуществляли методом окатывания на лабораторном тарельчатом грануляторе, с диаметром тарели -500 мм, угол наклона тарели – $45 \pm 2^\circ$, скорость вращения тарели – 40 ± 5 об/мин, время гранулирования - 15 мин. Гранулирование вели с получением гранул с размером от +5 мм. до -18 мм.

В качестве связующего для гранулирования концентрата использовали воду, торфогель с содержанием сухого вещества 18,5% и 10%-й водный раствор ПВС. Выбор связующих был произведён на основании ранее выполненных нами исследований, результаты которых не вошли в данную работу.

Результаты опытов по гранулированию представлены в табл. 2. Для определения прочности отбирались гранулы размером 10 ± 2 мм.

Как видно из таблицы, наиболее прочные гранулы получают на торфогеле. Учитывая перспективность применения данного связующего, целесообразно продолжение работ по исследованию процесса гранулирования на торфогеле.

Таблица 2

Результаты опытов по гранулированию

Связующее	Рабочая влажность гранул, %	Прочность влаж. гранул, г/гранулу	Время гранулирования, мин
Вода	15,7	976	15
Торфогель	21,1	1105	15
ПВС	18,6	840	15

Таким образом, нами были проведены предварительные исследования карбонатной марганцевой руды Усинского месторождения, которые показали, что возможно значительно улучшить товарные свойства руды путём обогащения с увеличением содержания марганца более чем в 2 раза и получением из концентрата прочных окатышей пригодных для использования в металлургических целях.

Литература

1. Классен П. В. Гранулирование / П. В. Классен, И. Г. Гришаев, И. П. Шомин. – М.: Химия, 1991. – 238 с.
2. Равич Б.М. Брикетирование в цветной и черной металлургии. – М.: Металлургия, 1975.
3. Шарков А.А. Минерально-сырьевая база марганца России и проблемы ее использования // Разведка и охрана недр. – М., 2000. – № 3. – С. 15 – 19.

АНГРЕНСКОЕ ТЕХНОГЕННОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ РЕДКОЗЕМЕЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

Р.Ю. Мазур, Л.А. Цой

Научный руководитель ведущий научный сотрудник А.А. Колдаев

**Институт геологии и геофизики им. Х.М. Абдуллаева Академии наук Республики Узбекистан,
г. Ташкент, Узбекистан**

Современные технологии переработки минерального сырья предполагают комплексное освоение месторождений с использованием как можно большего спектра получаемых продуктов.

Известно, что на рудоперерабатывающих и горнометаллургических предприятиях образуются огромные объемы отходов и хвостов производства, содержащие как вредные так и полезные компоненты. Утилизация этих отходов всегда является проблематичной и требует не мало дополнительных затрат. Комплексная переработка сырья остается одной из наиболее актуальных задач науки и производства.

Нами установлены повышенные концентрации редкоземельных элементов (РЗЭ) в первичных каолинах используемых в качестве руды на каолин [2]. На данном этапе одной из актуальнейших проблем мировой экономики является постоянно возрастающий спрос на РЗЭ при сравнительно малом их предложении [1].

Редкоземельные металлы применяют в различных отраслях техники. Присадки церия и его сплавов с лантаном, улучшают структуру, механические свойства, коррозионную устойчивость и жаропрочность стали, чугуна, магниевых, алюминиевых и др. сплавов. Двуокись церия используется для полировки оптического стекла. Широко применяют лантан, церий, неодим в стекольной промышленности для улучшения светопрозрачности стекла. Церий или сплав металлов цериевой группы (лантан, неодим) входит в состав нераспыляющихся поглотителей газов в электровакуумных приборах. В атомной технике используются гадолиний, самарий, европий, как металлы, обладающие высоким сечением захвата тепловых нейтронов, для защиты от излучений и в элементах управления работой реакторов. Большое значение получили редкоземельные оксиды и их соединения в производстве пигментов, лаков и красок, в нефтяной промышленности как катализаторы.

АКБУМ находится в 110 км к юго-востоку от г. Ташкента. Здесь производится добыча бурого угля и первичных каолинов. Исследованиями минералого-геохимического состава (нейтронно-активационный, масс-спектрометрический, дифрактометрический и др. методы) первичных каолинов (разрез «Ангренский»)

установлено, что оксиды РЗЭ концентрируются преимущественно в зернах минерала сидерита в виде фосфатов, карбонатов РЗЭ и в сорбированном виде.

Обогащение каолинов производится на предприятии ООО «Ангрен-каолин» в г. Ангрен, где многие годы накапливались хвосты обогащения. На фабрике перерабатывается от 40 до 60 тысяч тонн каолиновой руды в год, из них 45-50% уходит в хвосты обогащения с минералами, содержащими РЗЭ, тем самым образуя их техногенное месторождение.

Часть этих отвалов утилизируется, большая же часть этого объема остается на территории фабрики и находясь под открытым небом подвергается выветриванию за счет атмосферных осадков, в результате чего большинство рудных минералов окисляется. Наибольший интерес представляют текущие хвосты не подвергшиеся значительному изменению.

Текущие хвосты представляют собой насыпные кучи песчаного материала подаваемого с фабрики по линии 3-х конвейеров. Параметры куч (в м): длина-30, ширина-10, высота 3-3,5. Общий объем текущих хвостов составляет около 600 м³.

Опробование текущих хвостов (пробы к8923, к8924) проводилось вдоль длинной оси насыпных куч закопашами, глубиной до 0,2 м (рис. 1). Общий вес проб составлял около 20-25 кг. Пробы квартовались, отквартованная часть дробилась, истиралась и анализировалась нейтронно- активационным методом на 9 РЗЭ.



Рис. 1. Общий вид текущих (А) и лежалых (Б) хвостов обогащения первичных каолинов у северной стенки фабрики «Ангрен-Каолин». На куче «Б» Р. Мазур. На заднем плане – конвейеры для подачи продуктов переработки. Фото А. Колдаева. Май 2011 г.

Как видно из таблицы, в текущих хвостах наибольшая сумма 9 РЗЭ 446,28 г/т находится в тонкой фракции (менее 0,5 мм, проба к8924). В среднем в текущих хвостах (пробы к8923, к8924) средняя сумма 9 РЗЭ составляет 383,4 г/т. Обращает внимание высокое содержание Се - до 326 г/т в крупнозернистых отходах обогащения и характер обогащения этим элементов всех проб.

Таблица

Распределение редкоземельных элементов в хвостах обогащения первичных каолинов:
а) текущих - второго (пробы к8923) и третьего (к8924, к8926) конвейера, отходах из бассейна текущего водоснабжения (проба 8927); б) лежалых (проба к8925) (з/т. нейтронно-активационный анализ)

Элемент	К8923	К8924 (фракции в мм)			К8926	К8927	К8925
		> 1	0,5-1	<0,5			
La	60,1	53,2	48,5	64,6	56,4	65,6	45,7
Ce	247	326	196	301	257	206	226
Nd	43,7	35,4	24,6	43	26,7	42,7	н. обн.
Sm	6,29	4,98	4,34	6,2	5,53	7,52	4,32
Eu	0,58	0,72	0,65	0,97	0,77	0,88	0,56
Tb	0,79	0,62	0,71	1,17	1,62	1,1	1,15
Yb	3,65	1,98	2,87	6,88	9,08	5,18	6,05
Lu	0,48	0,27	0,37	0,96	1,21	0,72	0,8
Sc	13,3	9,44	15,8	21,5	29,9	13,1	25,5
ΣРЗЭ	375,89	432,61	293,84	446,28	388,21	342,80	310,08

Лежалые хвосты (проба к8925) представляют кучи аналогичные текущим хвостам, при той же высоте, длине, но меньшей ширине-7 м и общим объемом 450 м³. Опробовались, как и текущие хвосты. Характеризуются минимальным содержанием суммы 9P3Э-310,08 г/т.

Отходы из бассейна оборотного водоснабжения (проба к8927) также относятся, к категории текущих хвостов, занимая площадку с параметрами 80x120м и высоте хвостов в 1 м (рис. 2). Общий объем этих хвостов составляет, примерно, 960 м³.



Рис. 2. Хвосты текущие из бассейна оборотного водоснабжения. На заднем плане – северная стенка фабрики «Ангрен-Каолин». Фото А. Колдаева. Май 2011 г.

Эти хвосты представляют собой глинисто-алевритистый полусыпучий в сухом состоянии материал светлого – белого цвета состоящий, преимущественно, из каолина. Нахождение в составе этих хвостов до 342,8 г/т 9P3Э (табл) говорит о более высоком потенциале на P3Э каолина, чем предполагалось ранее.

Литература

1. Быховский Л.З., Тигунов Л.П., Ануфриева С.И. Возможности получения редких металлов при отработки рудных месторождений других полезных ископаемых // Тезисы докладов. Всероссийская научно-практическая конференция «Редкие металлы: минерально-сырьевая база, освоение, производство, потребление». – М., 2011. – С. 36 – 38.
2. Колдаев А.А., Мазур Р.Ю., Таджиев К.Ф., Осинская Н.С., Ежков Ю.Б., Безделига Н.Я, Цой Л.А., Мазур Е.Ю. Формы нахождения и извлечения P3Э из коры выветривания метасоматитов Ангренского каолин-буроугольного месторождения // Современные техника и технологии горно-металлургической отрасли и пути их развития. Материалы международной научно-технической конференции. – Навои. – 2010. – С. 97.

ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПОЛУЧЕНИЯ КАРБОНАТА КАЛЬЦИЯ НА МОДЕЛЬНЫХ РАСТВОРАХ ТИПА $CaCl_2 + NaHCO_3 + NH_4OH$

Н.В. Маланова

Научный руководитель профессор В.И. Косинцев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Карбонатные отложения на твердых поверхностях создают значительные трудности при использовании энергетического и теплообменного оборудования, аппаратуры для оборотных вод, опреснителей морских и других соленых вод, нефти и т.д. Борьба с этим явлением – очень важная и актуальная проблема.

В данной статье рассмотрен процесс удаления солей временной жесткости, а именно гидрокарбоната кальция, с применением водного раствора аммиака. Эффективное решение проблемы устранения солей временной жесткости при добавлении щелочной загрузки возможно лишь на базе тщательного изучения механизма и термодинамики образования CaCO₃. Некоторые аспекты этой проблемы рассмотрены в данной статье.

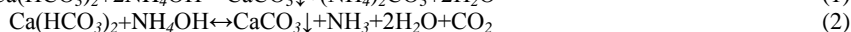
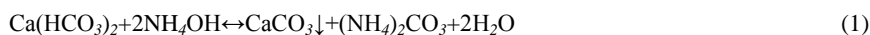
Изучение процесса кристаллизации карбоната кальция проводили с использованием модельного раствора, содержащего ионы кальция и гидрокарбонат-ионы, концентрации которых соответствовали их содержанию в природных водах. Основные характеристики модельного раствора приведены в таблице 1. Исследования процесса кристаллизации CaCO₃ при обработке водопроводной воды аммиачным раствором приведены в работе М.В. Куликовой, проводимой под руководством профессора Косинцева В.И. [2].

Таблица 1

Характеристики модельного раствора

Исходный раствор	модельный	pH	Ca ²⁺ , мг/л	HCO ₃ ⁻ , мг/л
		7,88	76,15	240,27

Были рассмотрены все возможные химические реакции, проходящие в растворе, содержащем бикарбонат кальция, при добавлении к нему водного раствора аммиака. С помощью определителя Грамма [1] определены следующие независимые реакции, которые наиболее вероятно протекают в системе:



Далее, были рассчитаны термодинамические параметры реакций (1-4). Для упрощения расчета термодинамических параметров была использована программа «Расчет равновесия химических реакций в широком интервале температур энтальпийным методом» [2]. Данные расчета приведены в таблице 2 и на рис. 1.

Таблица 2

Результаты термодинамических расчетов для реакций процесса кристаллизации с применением водного раствора аммиака

Реакция	ΔH_{298} , кДж/моль	ΔG_{298} , кДж/моль	$\lg K_{p_{298}}$
$\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2 + 2\text{NH}_4\text{OH} \leftrightarrow \text{CaCO}_3 \downarrow + (\text{NH}_4)_2\text{CO}_3 + 2\text{H}_2\text{O}$	-69,49	-120,39	15,80
$\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2 + \text{NH}_4\text{OH} \leftrightarrow \text{CaCO}_3 \downarrow + \text{NH}_3 + 2\text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$	701,00	-80,97	8,88
$2\text{NH}_3 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2 \leftrightarrow (\text{NH}_4)_2\text{CO}_3$	-185,00	-81,04	14,24
$\text{NH}_3 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2 \leftrightarrow \text{NH}_4\text{HCO}_3$	-98,28	-18	3,19

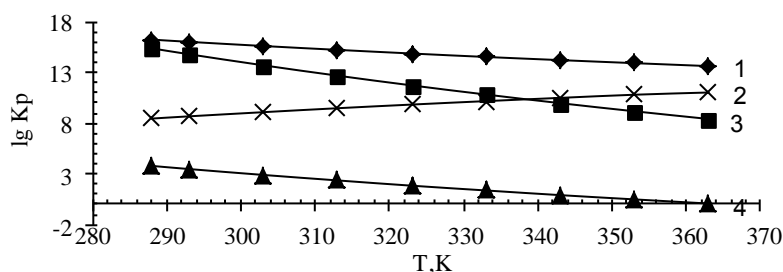


Рис. 1. Зависимость $\lg K_p$ от температуры
 1 - для реакции $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2 + 2\text{NH}_4\text{OH} \leftrightarrow \text{CaCO}_3 \downarrow + (\text{NH}_4)_2\text{CO}_3 + 2\text{H}_2\text{O}$
 2 - для реакции $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2 + \text{NH}_4\text{OH} \leftrightarrow \text{CaCO}_3 \downarrow + \text{NH}_3 + 2\text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$
 3 - для реакции $2\text{NH}_3 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2 \leftrightarrow (\text{NH}_4)_2\text{CO}_3$
 4 - для реакции $\text{NH}_3 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2 \leftrightarrow \text{NH}_4\text{HCO}_3$

Термодинамические расчеты ($\Delta G < 0$, $\lg K_p > 0$) о возможности протекания процесса в прямом направлении для всех четырех реакций. Сравнивая константы равновесия реакций 1-4 (таблица 2) можно предположить, что наиболее вероятно протекание реакции (1), что требуется установить опытным путем.

Из литературных данных [3] известно, что при введении в воду раствора аммиака происходит связывание CO_2 в карбонат аммония при pH = 9-10: $2\text{NH}_3 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2 \leftrightarrow (\text{NH}_4)_2\text{CO}_3$. Как следует из диаграммы углекислотного равновесия [3], при значении pH свыше 8,3 происходит образование карбонат-ионов, которые активно взаимодействуют с ионами кальция с образованием нерастворимой соли CaCO_3 .

Таким образом, исходя из литературных данных и термодинамических расчетов, можно предположить, что кристаллизация карбоната кальция при добавлении водного раствора аммиака протекает по следующей схеме:



что было доказано экспериментально с помощью титриметрического и потенциометрического методов химического анализа [4, 5].

По закону действующих масс были рассчитаны равновесные концентрации иона кальция в зависимости от объема добавляемого водного раствора аммиака. Также были получены экспериментальные данные изменения концентрации ионов кальция в растворе в зависимости от концентрации аммиачного раствора. Результаты представлены на рисунке 2.

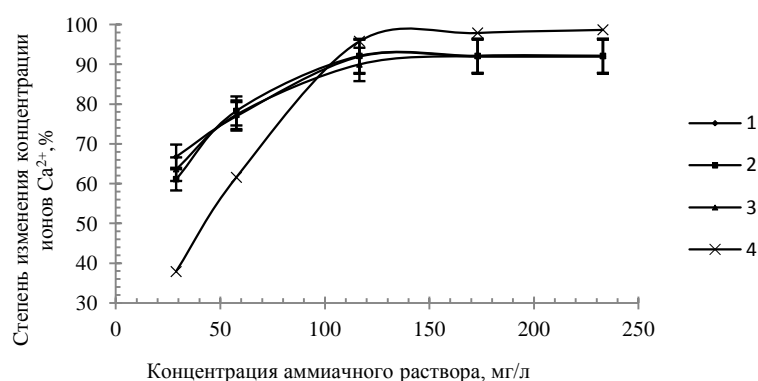


Рис. 2. Зависимость степени изменения концентрации ионов кальция от концентрации аммиачного раствора при различных температурах обрабатываемой воды: 1 – при температуре 40 °С, 2 – при температуре 30 °С, 3 – при температуре 20 °С, 4 – линия равновесных концентраций

Выводы

1. В работе впервые определены независимые реакции для процесса кристаллизации карбоната кальция с применением щелочной загрузки.
2. Рассчитаны термодинамические параметры реакций процесса образования карбоната кальция.
3. Впервые установлена схема, по которой протекает процесс кристаллизации CaCO₃ при добавлении водного раствора аммиака.
4. Определены равновесные и рабочие концентрации ионов кальция.

Литература

1. Безденежных А. А. Инженерные методы составления уравнений скоростей реакций и расчета кинетических констант – Л.: Химия, 1973. – 256 с.
2. Куликова М.В. Устранение временной жесткости воды аммиачным способом в аппаратах интенсивного перемешивания: Автореферат. Дис. канд. техн. наук. – Томск, 2011г. – 19 с.
3. Кульский Л.А., Строкач П.П. Технология очистки природных вод. – Киев: Вища школа, 1981. – 812 с.
4. РД 52.24.394-95. Методические указания. Методика выполнения измерений массовой концентрации ионов аммония в поверхностных водах суши потенциометрическим методом с ионоселективным электродом. – М., 2010.
5. РД 52.24.403-2007. Массовая концентрация кальция в водах. Методика выполнения измерений титриметрическим методом с трилоном Б. – М., 2010.

СПОСОБ КОНДУКТОМЕТРИЧЕСКОГО ИЗМЕРЕНИЯ УДЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ПРОВОДИМОСТИ ДЛЯ КОНТРОЛЯ КОНЦЕНТРАЦИИ ВОДОРАСТВОРИМЫХ СОЛЕЙ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

А.Г. Кагиров, К.В. Сесь

Научный руководитель ассистент А.Г. Кагиров

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Методами кондуктометрии определяют многие физико-химические характеристики растворов, характеризующие как их равновесные свойства, так и кинетику протекающих в растворах реакций, проводят количественный анализ растворов. Современная кондуктометрия – это совокупность большого числа методов измерения преимущественно активной составляющей импеданса ячейки, которая определяется удельной электрической проводимостью электролитов, находящихся в измерительной ячейке.

Большинство современных кондуктометров реализуют контактный метод измерения на низкой частоте с использованием двухэлектродных или четырехэлектродных кондуктометрических ячеек. Теория бесконтактных методов разработана к настоящему времени в меньшей степени, чем теория контактной кондуктометрии. В некоторых случаях, несмотря на высокую чувствительность измерений современной

бесконтактной аппаратуры, это вносит неопределенность в интерпретацию результатов измерения при дальнейших расчетах удельной проводимости по измеренному значению тока или напряжения. При оценке достоверности результатов измерения контактным или бесконтактным методом первому из них отдается предпочтение, особенно при абсолютных измерениях [2, 3].

Все большее число кондуктометров становятся микропроцессорными, имеют нормированный электрический выходной сигнал, цифровую форму индикации показаний, позволяют проводить измерение температуры исследуемой жидкости и приводить результаты измерения удельной электрической проводимости к температуре 20 или 25°C. Простота схемотехнических решений, приводит к удешевлению приборов, уменьшению их габаритов и энергопотребления, однако при этом уменьшается диапазон измерения удельной электрической проводимости кондуктометров. Наиболее часто применяются схемы прямого преобразования переменного напряжения на потенциальных электродах четырехэлектродной ячейки и тока двухэлектродной ячейки в постоянное значение, с последующим его измерением в аналогово-цифровом преобразователе. Несмотря на кажущуюся простоту измерительных схем кондуктометров, погрешность измерения удельной электрической проводимости большинства промышленно выпускаемых кондуктометров составляет 2 % и лишь немногие приборы имеют точность менее 0.5 % [4–6]. Связано это в первую очередь с материалом, используемым для изготовления электродов, а также возможностью измерительной схемы учесть поляризацию электродов, геометрическим расположением и формой электродов, степенью их шероховатости и состоянием поверхности. Коррозионная стойкость материала является необходимым, но ещё недостаточным условием использования этого материала в качестве электрода контактной кондуктометрической ячейки. Кроме коррозионной стойкости материала электрода, на нем должна обратимо протекать электродная реакция с достаточно высоким значением плотности тока обмена, в частности, при измерении проводимости раствора KCl, реакция адсорбции–десорбции водорода [1, 7]. Поэтому в контактной кондуктометрии применяют в основном платину или нержавеющую сталь, а такой коррозионностойкий металл, как золото, не используют при определении проводимости стандартных растворов.

Для повышения точности и увеличения диапазона измеряемой удельной электрической проводимости растворов выполняют следующее:

- Снижают истинную плотность тока через кондуктометрическую ячейку (геометрическое увеличение поверхности электродов, нанесение платиновой черни на платиновые электроды, увеличение шероховатости электродов из нержавеющей стали и т.п.);
- Повышают частоту напряжения генератора для измерения проводимостей концентрированных растворов, и, наоборот, снижают частоту для измерения малых значений удельной электрической проводимости;
- Изменяют импеданс ячейки на различных частотах и далее аппроксимируют значение импеданса в область $f \rightarrow \infty$;
- Применяют либо несколько ячеек с различной константой ячеек, либо одну кондуктометрическую ячейку с подвижными электродами, что приводит к заметному удорожанию прибора.

На рис. (а) представлена эквивалентная схема замещения контактной кондуктометрической ячейки, представляющая собой набор пассивных элементов:

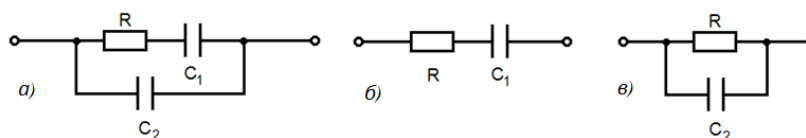


Рис. Схема замещения: C_1 – ёмкость ДЭС, C_2 – ёмкость ячейки, как макроконденсатора, R – активное сопротивление раствора

В случае измерения разбавленных растворов (с большим удельным сопротивлением) $X_{C2} \approx R \gg X_{C1}$, эквивалентная схема замещения показана на рис. 1 (в). Обычно ёмкость $C_2 \leq 1$ нФ, и для повышения точности измерения сопротивления R , достаточно понизить частоту генератора до значений ≈ 100 Гц, при этом $X_{C2} = 1/(2\pi fC) > 1.6$ МОм. Для случая концентрированных растворов с малым удельным сопротивлением соотношение емкостных и активного сопротивлений таково, что $X_{C2} \gg X_{C1} \approx R$, и, следовательно, ёмкость двойного электрического слоя вносит наибольшую погрешность в результаты измерения активного сопротивления раствора, эквивалентная схема замещения показана на рис. 1 (б).

При измерении проводимости растворов на двухэлектродной кондуктометрической ячейке пользуются источниками стабильного напряжения низкой частоты. При допущении, что $X_{C2} \gg X_{C1} \approx R$, для случая растворов с большой удельной проводимостью, ёмкость двойного электрического слоя вносит наибольшую погрешность в измерение активного сопротивления раствора, при этом ток и напряжение связаны соотношением (1):

$$\begin{cases} RC \frac{dU_c}{dt} + U_c = U(t); \\ i(t) = C \frac{dU_c}{dt}; \end{cases} \quad (1)$$

$$\frac{1}{C} \int_0^t i dt + iR = U(t); \quad (2)$$

При кондуктометрических измерениях чаще других используются синусоидальные, прямоугольной или треугольной формы источники напряжения. И при любой форме напряжения на двухэлектродной ячейке невозможно определить раздельно активную и реактивную составляющие полного импеданса анализируя форму тока, протекающего через ячейку. При протекании через ячейку тока, напряжение на ней можно вычислить по уравнению (2).

Таким образом, только в случае применения источника тока на кондуктометрической ячейке можно определить раздельно активную составляющую полного импеданса R . Такой метод измерения был реализован для измерения удельной электропроводности в настоящей работе. Ввиду большой стоимости платины, использовались ячейки из нержавеющей жаропрочной стали марки 08X18H10T, меди, золота и никеля. В результате измерения удельной проводимости растворов KCl с концентрацией 0.001–1 моль/дм³ вышеописанным способом, относительная погрешность не превысила 2% по сравнению с поверенным кондуктометром «Эксперт 002». Результаты измерения удельной электрической проводимости по омическому сопротивлению и константе кондуктометрической ячейки представлены в таблице.

Таблица

Константы кондуктометрических ячеек, рассчитанные по уравнению $K = R, \text{см}^{-1}$

Концентрация KCl, моль/дм ³	Медные гладкие	Никелевые гладкие	Золотые гладкие	Нержавеющая сталь	Медные черные	Никелевые черные
0,1	0,956	1,084	0,623	0,712	0,951	1,070
0,05	0,943	1,065	0,601	0,700	0,946	1,065
0,025	0,940	1,053	0,597	0,698	0,944	1,068
0,01	0,940	1,054	0,596	0,699	0,944	1,055
0,005	0,948	1,070	0,607	0,700	0,950	1,070
0,001	0,967	1,086	0,620	0,713	0,956	1,071

По проделанной работе можно привести следующие выводы:

1. В результате проведенных измерений удалось измерить активную и реактивную составляющие импеданса: слагаемое, зависящее только от активного сопротивления раствора (iR), и емкость двойного электрического слоя.

2. Измерение удельной электрической проводимости раствора можно осуществить даже на поляризуемых электродах см. таблице.

3. Описанный способ позволяет контролировать состояние поверхности электродов после первичной поверки по образцовым растворам, при дифференциальном включении двух кондуктометрических ячеек.

4. Также при использовании источника тока для кондуктометрической ячейки становятся возможными прецизионные измерения удельной электропроводности растворов в движущейся среде, например, в трубопроводной арматуре.

Литература

1. Грилихес М.С., Филановский Б.К. Контактная кондуктометрия: Теория и практика метода. – Л.: Химия, 1980. – 176 с.
2. Килимник А.Б., Ярмоленко В.В. // Вестник Тамбовского государственного технического университета. – Тамбов, 2007. – Т. 13. – № 1. С. 51 – 56.
3. Корпусов О.В., Свинцов И.В., Липчанский А.А., Свинцов В.Я. // Датчики и системы. – М., 2006. – № 7. – С. 7 – 11.
4. Лыгач В.Н., Семенов Ю.В. // Горный информационно-аналитический бюллетень. – М., 2004. – № 7. – С. 320 – 323.
5. Мухин В.А., Реутова О.А., Яцкевич Т.В., Белых Н.А., Доронина С.А., Ускова С.С. // Вестник Омского университета. – Омск, 2010. – № 2. – С. 113 – 116
6. Павловский В.А. // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. – Самара, 2005. – № 33. – С. 255 – 257.
7. Шелохвостов В.П., Чернышев В.Н., Шелохвостов Р.В., Макачук М.В. // Контроль. Диагностика. – М., 2008. – № 3. – С. 36 – 45.

СОЗДАНИЕ ВОДОСТОЙКИХ МАГНЕЗИАЛЬНЫХ ВЕЩЕСТВ НА ОСНОВЕ СЕРПЕНТИНитОВЫХ ПОРОД

К.И. Печеркина

Научный руководитель доцент С.В. Эрдман

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При современном уровне и масштабах материального потребления минерального сырья фактор полноты использования и вовлечение в производство вторичных материальных ресурсов имеет первостепенное значение. Разработка и освоение безотходных технологий имеет огромное значение для предприятий ресурсоемких отраслей промышленности. В частности на горно-обогатительных комбинатах, предприятиях огнеупорного, металлургического производства, получения солей магния ежегодно образуется более 5,6 млрд. тонн некондиционного природного магнезиального сырья. Это сырье можно использовать для создания магнезиальных вяжущих веществ, которые являются активным компонентом строительных композиционных материалов; магнезиальных растворов, штукатурных смесей, ксилолитовых масс, искусственного мрамора, пеномагнезита, декоративных облицовочных плит.

Особую актуальность приобретает вопрос разработки водостойких композиционных магнезиальных вяжущих материалов с вовлечением в производство как местных техногенных, так и природных силикатов магния.

Существует несколько видов повышения водостойкости магнезиального вяжущего. Одним из них является введение добавок в состав смешанного магнезиального вещества. Часть добавок используется для повышения водостойкости магнезиального вяжущего, другая часть оказывает влияние на прочностные характеристики магнезиального вяжущего.

В данной работе исследована возможность использования серпентинитовых пород для создания водостойких магнезиальных вяжущих веществ.

При выполнении работы были исследованы в качестве вяжущего материала – каустический магнезит, полученный обжигом магнезита Онотского месторождения, и порошок магнезиальный каустический (ПМК-87), а в качестве добавки использовались магнезиальный силикат (серпентинит), химический состав которого представлен в таблице, в качестве затворителя использовался раствор сульфата магния.

Таблица

Химический состав серпентинита

Содержание оксидов, мас. %					
SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	FeO	CaO+MgO	MgO
31,69	4,63	39,32	0,35	17,34	7,02

Серпентинит смешивался с каустическим магнезитом или ПМК-87 в соотношениях от 50 до 70%, полученная смесь затворялась раствором сульфата магния. Образцы для испытаний изготавливались в форме кубиков размером 20×20×20 мм, которые твердели в условиях воздушной и воздушно-влажной средах в течении 28 суток.

В зависимости от количества вводимого компонента определялись основные физико-механические свойства разработанных материалов: сроки схватывания, предел прочности при сжатии, объемную массу, водопоглощение, коэффициент водостойкости.

При введении серпентинита уменьшаются сроки схватывания образцов; значения предела прочности на сжатие варьируется от 12,6 до 25,1 МПа; объемная масса составляет примерно 2 г/см³, водопоглощение образцов не превышает 7%; коэффициент водостойкости 1,0-1,2.

Каустический магнезит обжигался при разных температурных режимах, и исследовалась активность каустического магнезита ($m(\text{Mg}^+) = 11,32 \cdot 10^{-3} \text{ г}$).

Анализ экспериментальных данных показал, что наибольшей активностью обладают каустический магнезит обожженный при температуре 700°C в течение 10 минут и порошок магнезитовый каустический, которые использовались в работе для получения смешанного магнезиального вещества с заданными свойствами.

Анализ экспериментальных данных показал, что полученные материалы соответствуют требованиям ГОСТ и могут быть рекомендованы для производства магнезиальных материалов на основе серпентинита.

Литература

8. Вайвад А.Я. Магнезиальные вяжущие вещества. – Рига, 1971. – 332 с.
9. Волженский А.В. Минеральные вяжущие вещества. – Москва: Стройиздат, - 1986. – 372 с.

ВЛИЯНИЕ КАРБАМИДА НА СВОЙСТВА ГЕЛЯ ГИДРОКСИДА АЛЮМИНИЯ

О.М. Рюмина, Е.М. Рюмина

Научный руководитель ассистент Е.В. Степанова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из наиболее востребованных в химической промышленности реагентов является гидроксид алюминия, обладающий уникальными свойствами. Гидроксид алюминия наибольшее распространение получил в производстве адсорбентов, носителей и как компонент катализаторов, применяемых в различных химико-технологических процессах. Одной из стадий приготовления гидроксида алюминия является стадия получения геля гидроксида алюминия (ГГА), который как самостоятельное вещество применяется в медицинской промышленности в качестве универсального и широко используемого иммунобиологических препаратов [1-3].

Существует два основных промышленных способа получения гидроксида алюминия. Один из них основан на термическом разложении тригидрата алюминия гидратной структуры.

Второй, наиболее распространенный способ получения гидроксида алюминия, основан на осаждении его из растворов [5].

Основными свойствами являются: степень дисперсности, пористость, удельная поверхность. Для геля гидроксида алюминия, применяемого в медицинской промышленности, вышеуказанные свойства, являющиеся взаимосвязанными, объединяются в один показатель, который регламентируется Фармакопейной статьей [2] и называется «сорбционная активность». Также, ни менее важными показателями для геля гидроксида алюминия являются содержание сульфат-ионов, ионов алюминия, оседаемость, вязкость и дисперсность.

Так как основным свойством ГГА является сорбционная активность, то с целью увеличения этого показателя, проводились исследования с добавлением карбамида (мочевина) в ГГА, который является поверхностно активным веществом и дает возможность регулирования пористой структуры и удельной поверхности адсорбента.

Мочевина нашла широкое применение в фармацевтической промышленности для приготовления успокаивающих (адалин, бромурал), снотворных (веропал, люминал) и мочегонных средств, в качестве мягчителей в производстве косметических кремов, она входит в состав некоторых зубных паст. Мочевина не токсична ни для нервной, ни для мышечной ткани [3].

Целью данной работы является исследование влияния добавок карбамида на физико-химические свойства ГГА, в частности влияние добавок на сорбционную активность и удельную поверхность ГГА.

Одним из основных показателей качества геля гидроксида алюминия является степень его чистоты, т.е. отсутствие в его составе каких-либо примесей, следовательно, необходимо проводить многократно промывку осадка.

Согласно литературным источникам, наиболее целесообразно использовать непрерывную технологию геля гидроксида алюминия (ГГА), позволяющую решить главную производственную проблему - получение готового продукта с высокой сорбционной активностью, стабильными при хранении и стерилизации характеристиками. Данная технология позволяет обеспечить полную воспроизводимость результатов.

Кроме того, проводится исследование технологии геля гидроксида алюминия, получаемого по непрерывной технологии, при установленных условиях осаждения (рН, температура, концентрация веществ), позволяющих получить продукт с заданными свойствами.

С целью изучения процесса осаждения геля гидроксида алюминия в присутствии добавок карбамида были наработаны по 5 серий образцов геля гидроксида алюминия при температуре 20 °С, различных рН осаждения (при рН=7 и рН=6,5) и концентрациях карбамида: 10г/л, 20г/л, 30г/л, 40г/л, 50г/л. Условия экспериментов и результатов анализов приведены в табл.1 и 2.

Исходя из результатов проведенных исследований в табл. 1 и 2, можно сказать о том, что основные показатели геля гидроксида алюминия - сорбционная активность и удельная поверхность, соответствует требованиям Фармакопейной статьи и увеличиваются при добавлении карбамида. Все показатели, кроме содержания ионов алюминия и оседаемости в геле, соответствуют требованиям Фармакопейной статьи.

Таблица 1

Результаты исследований образцов при рН=6,5 и T=20 °С

Номер образца	Концентрация карбамида, г/л	Содержание ионов, мг/мл		Оседаемость, %	Вязкость, отн.	Дисперсность, отн.	Сорбционная активность, мг/мл	Удельная поверхность, м ² /г
		SO ₄ ²⁻	Al ³⁺					
0 Контрольный	–	0,113	2,5	43	1,13	0,97	1,4	82,20
1	10	0,115	5,79	59	1,15	0,99	1,15	115,23
2	20	0,032	4,36	72	1,23	0,70	1,30	118,81
3	30	0,024	5,13	89	1,20	0,70	1,42	101,50
4	40	0,030	5,20	83	1,23	0,96	1,48	116,97
5	50	0,030	5,30	75	1,10	0,80	1,54	133,53

Таблица 2

Результаты исследований образцов при pH=7 и T=20 °C

Номер образца	Концентрация карбамида, г/л	Содержание ионов, мг/мл		Оседаемость, %	Вязкость, отн.	Дисперсность, отн.	Сорбционная активность, мг/мл	Удельная поверхность, м ² /г
		SO ₄ ²⁻	Al ³⁺					
0 Контрольный	–	0,115	2,70	43	1,12	0,94	1,38	36,27
1	10	0,125	5,15	45	1,13	0,96	1,10	132,06
2	20	0,150	4,10	80	1,15	0,70	1,25	116,57
3	30	0,045	3,80	64	1,20	0,96	1,31	111,94
4	40	0,080	5,07	85	1,10	0,97	1,43	123,50
5	50	0,100	5,10	30	1,10	0,80	1,52	122,76

Из этого, можно сделать вывод о том, что применение геля гидроксида алюминия с добавками карбамида для производства медицинских и иммунобиологических препаратов не целесообразно.

Применение геля в качестве компонента зубных паст, кремов и мазевых основ требует дальнейшего изучения с привлечением дополнительных физико-химических методов анализа для изучения структуры геля гидроксида алюминия.

Литература

1. Мачульская К.В., Березина В.Е., Ильницкая Е.А., Лобанова А.Н. Изучение физических и биологических свойств сорбированных препаратов, содержащих в качестве сорбента гель гидроксида алюминия с разной степенью дисперсности. // Научные основы производства бактериальных и вирусных препаратов. Материалы Всес. конф. – Уфа. – 1969. – С. 153 – 155.
2. Фармакопейная статья. Гель алюминия гидроксида. ФС 42-394 ВС 91 (от 17.10.91). – М., 1991.
3. Зотов А.Т. Мочевина. Государственное научно-техническое издательство химической литературы. – М., 1963.
4. Мачульская К.В., Васильев Н.Н. Изучение стабильности геля гидроксида алюминия, изготовленного по модифицированному методу Иванова. // Сб.: Вакцины и сыворотки. Материалы по производству. – М.: Наука, 1973. – Вып. 16. – С. 212 – 214.
5. Дзисько В.А., Карнаухов А.П., Тарасова Д.В. Физико-химические основы синтеза окисных катализаторов. – Новосибирск: Наука, 1978. – 384 с.
6. Ступина Э.В. Критерии оценки сорбционной активности гидроксида алюминия. // Вакцины и сыворотки. Материалы по производству. – М.: Наука, 1967. – Вып.8. – С. 108 – 113.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОГЛОТИТЕЛЬНОЙ СПОСОБНОСТИ ПРИРОДНЫХ ГЛИН

Н.В. Толстикова, И.В. Берестов

Научный руководитель доцент С.В. Бортников

Хакасский государственный университет имени Н.Ф. Катанова, г. Абакан, Россия

Глины – наиболее распространенные горные породы, относящиеся к сложным природным минеральным системам. Они характеризуются чрезвычайно высокой дисперсностью минеральных частиц и специфическим поведением по отношению к воде. Знание механизма формирования микроструктуры глинистых пород и возможность получения ее количественных показателей позволяют решать многие инженерно-геологические и геоэкологические проблемы, связанные с оценкой свойств и прогнозом поведения глин в условиях активно изменяющейся окружающей среды [1, 2].

Природные глины имеют весьма разнообразный химический состав: как по входящим в них структурным минералам, так и по различным добавочным компонентам. По химической природе глинистые минералы являются продуктами деструкции силикатов, сохранившими, тем не менее, определенную кристаллическую структуру. В основе этих структур лежат алюмосиликаты. Наиболее часто в почвах и природных осадках встречаются такие слоистые силикаты, как каолинит, иллит, мусковит, монтмориллонит, пирофиллит [1, 2].

Целью настоящей работы являлось сравнение некоторых характеристик алюмосиликатных минералов различной химической природы и изучение их поведения в водном растворе электролита.

В качестве материала исследования были изучены образцы природной красной глины, применяемой в силикатной промышленности и кальциево-магнийный бентонит месторождения «Десятый Хутор» Усть-Абаканского района республики Хакасия.

В ходе работы был проведен анализ подвижности ионов кальция и магния в исследуемых образцах глины; изучено поведение глинистых минералов в водной среде в присутствии ионов щелочного металла; сделана оценка дисперсности изучаемых глин.

Основными катионами в изучаемых алюмосиликатах являются двухзарядные катионы щелочноземельных металлов кальция и магния. Эти ионы входят в состав кристаллической решетки глинистых

минералов, а также располагаются на поверхности и в пустотах структурных частиц. Именно катионы кальция и магния играют ключевую роль в обменном поглотительном комплексе глины. Как показал анализ исходного сырья, содержание подвижных форм этих ионов в природной красной глине составляет 9 и 1,5 мг-экв., в бентонитовой глине – 18 и 9,5 мг-экв., соответственно. Коллоидальность исходных образцов составила 8% у обычной глины и 30% у бентонитовой (табл.).

Таблица

Физико-химические характеристики исследуемых глин

Образец	Содержание катионов, мг-экв на 100 г глины		Коллоидальность, %	Массовая доля влаги, %
	[Ca ²⁺]	[Mg ²⁺]		
До обработки карбонатом натрия				
Красная глина	9	1,5	8	1,6
Бентонитовая глина	18	9,5	30	5,2
После обработки карбонатом натрия				
Красная глина	3	0,5	8	-
Бентонитовая глина	4,5	2,5	60	-

Моделирование системы глинистый минерал – раствор электролита (карбонат натрия) обнаружило существенное отличие в поведении двух образцов глин. Так, если способность к ионному обмену минералов практически одинакова – замещению подвергается 60-75% щелочноземельных ионов, то на физико-химических характеристиках образцов данный процесс сказывается принципиально по-разному. Показатель, характеризующий дисперсность материала – коллоидальность в случае активированного бентонита линейно увеличивается с 30% до 60%, обогащение же ионами натрия красной глины на размер частиц минерала практически не влияет.

Такое отличие в поведении исследуемых минералов, по-видимому, объясняется разницей в химической структуре данных объектов. В случае красной глины ионный обмен преимущественно – поверхностное явление, в бентоните в обмене ионов принимает участие вся структура минерала, что открывает широкие возможности для его дальнейшей модификации.

Литература

1. Соколов В.Н. Глинистые породы и их свойства // Соросовский образовательный журнал. – М., 2000. – № 9. – С. 59 – 65.
2. Соколов В.Н. Микромир глинистых пород // Соросовский образовательный журнал. – М., 1996. – № 3. – С. 56 – 64.

АКТИВАЦИЯ ЩЕЛОЧНОЗЕМЕЛЬНЫХ БЕНТОНИТОВ ИОНАМИ НАТРИЯ

М.В. Турунов, Н.В. Толстикова

Научный руководитель доцент С.В. Бортников

Хакасский государственный университет имени Н.Ф. Катанова, г. Абакан, Россия

На территории Республики Хакасия имеются достаточно редкие месторождения особой формы алюмосиликатов – бентонитовые глины. Их практическое применение в настоящее время сводится к дообогащению ионами натрия и использованию в качестве дополнительного и сопутствующего сырья в металлургической промышленности и добыче нефти. В то же время, высокая сорбционная способность подобных минералов позволяет предполагать гораздо большую практическую значимость бентонитов. Селективность ионного обмена на поверхности минерала открывает возможности для направленного обогащения неорганическими ионами и органическими молекулами. Подобная модификация глин может быть интересна для сельского хозяйства (новые формы внесения удобрений, подкормки для животных); создание новых материалов с высокими сорбционными характеристиками и др.

Поглощение растворенных веществ глиной является сложным процессом, так как оно осложнено присутствием растворителя и сложной организацией глинистых минералов. Особенности кристаллической структуры минерала и их химический состав позволяет им участвовать в молекулярной, хемо- и ионообменной адсорбции. Обратимость ионного обмена открывает широкие перспективы для практического применения подобных материалов [1, 2].

Подвижность ионов в водной среде зависит от различных факторов. На миграцию элемента влияют химическая природа иона (радиус, заряд), и различные внешние условия (реакция и параметры среды). Наибольшей способностью к миграции в природных средах обладают, как правило, катионы с маленькими радиусами и небольшими зарядами. Поэтому катионы щелочных металлов, гораздо подвижнее катионов щелочноземельных, к тому же, незначительный радиус катиона натрия не позволяет ему встраиваться в кристаллическую решетку силикатных минералов. Следовательно, в системе с адсорбентом, содержащей подвижные ионы натрия и малоподвижные катионы кальция, в зависимости от внешних условий, должно

происходить смещение равновесия Ca^{2+} - минерал + Na^+ ↔ Na^+ - минерал + Ca^{2+} в ту или иную сторону, что даёт возможность регенерировать использованные минералы, очищать природные глины и обогащать (активировать) их необходимыми элементами.

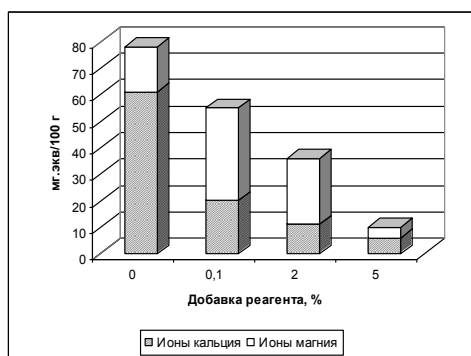
Целью настоящей работы являлось исследование процессов сорбции ионов бентонитовыми минералами из водных растворов. В работе нами был изучен процесс ионного обмена, протекающего в присутствии карбоната, фосфата и хлорида натрия. Данные реагенты существенно отличаются по своему поведению в водной среде. Карбонат натрия, как соль образованная слабой кислотой, даёт сильно щелочную реакцию среды, к тому же анион угольной кислоты, связывает свободные катионы кальция и магния, смещая равновесие системы в сторону натриевого бентонита. Применение в качестве источников ионов натрия – солей фосфорной кислоты, также позволяет смещать равновесие, за счёт связывания освобождающихся катионов щелочноземельных металлов. Однако следует отметить, что на поверхности глинистых минералов наряду с преобладающими отрицательными зарядами, присутствуют, хотя и в меньших количествах, положительные заряды. Такие образования, наряду с катионами, могут поглощать и обменивать анионы, поэтому природа последних также влияет на общий ионный обмен системы. К тому же, способность к гидролизу, и соответственно изменение pH-среды изучаемой системы, у карбоната и фосфата натрия – различная и образующиеся гидроксид анионы также могут, определенным образом, участвовать в ионном обмене. Хлорид-анион не влияет на изменение pH-среды, и не образует нерастворимых солей с катионами щелочноземельных металлов, но его добавка в модельную систему также должна способствовать смещению ионного равновесия за счёт увеличения концентрации более подвижного иона натрия.

Проведенный эксперимент заключался в обработке щелочноземельного бентонита указанными натриевыми солями. Вариативность заключалась в использовании различных концентраций активирующих реагентов, воды и щелочи (гидроксида калия).

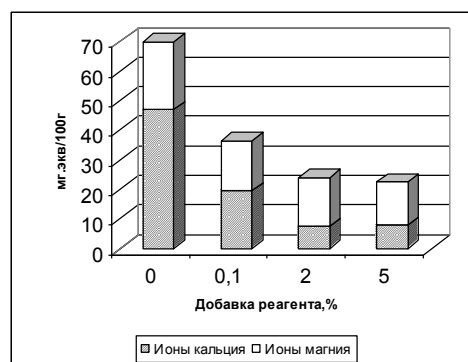
Для анализа исходного сырья и оценки эффективности ионного обмена были использованы методики определения концентрации обменных катионов кальция и магния. Как показал эксперимент, число катионов кальция и магния в обменном комплексе неактивированного бентонита составляет 70 мг·экв на 100 г глины. Следует отметить, что количество обменных катионов металлов в большинстве природных алюмосиликатах составляет не более 20 мг·экв/100 г. Таким образом, исследуемая бентонитовая глина характеризуется значительной емкостью ионного обмена.

Обработка исследуемого бентонита карбонатом натрия обнаружила существенное изменение в ионном составе минерала (рис. 1). Замещению подвергается до 75-85% обменных катионов щелочноземельных металлов. При этом зафиксирована линейная зависимость содержания оставшихся после активации обменных катионов кальция и магния в бентоните от количества, добавляемого реагента.

Присутствие в исследуемой системе фосфат - анионов обнаружило схожую динамику изменения ионного состава системы, в сравнении с карбонатом натрия. Замещению подвергается более половины (55%) катионов кальция и магния (рис. 1).



а) Обработка карбонатом натрия



б) Обработка ортофосфатом натрия

Рис. 1. Изменение содержания обменных катионов Ca^{2+} и Mg^{2+} при активации бентонита

Однако, как показал дальнейший эксперимент, активация исследуемого бентонита хлоридом натрия практически не удаётся. Содержание обменных катионов кальция и магния, при обработке бентонита хлоридом натрия в большинстве случаев не только не снижается, а даже возрастает, что может быть связано с вымыванием щелочноземельных катионов из внутренних слоёв минералов и их поглощением поверхностью.

Нами было исследовано влияние внешних условий при активации, в частности – pH-среды. Изучено поведение бентонита в присутствии щелочи. Эксперимент заключался в обработке глины хлоридом натрия в количестве 2% с добавлением 0,1%, 0,5% и 1% гидроксида калия. Добавка щелочи при активации бентонита действительно оказывает влияние на ионный обмен. Присутствие гидроксида калия, в количестве 0,5% от массы навески, увеличивает подвижность катионов щелочноземельных металлов и как следствие замещение их на ионы натрия. Исходная концентрация обменных катионов Ca^{2+} и Mg^{2+} в системе составляла 70%, обработка хлоридом

натрия, практически не вызывает ионный обмен, обмену подвергается не более 3%. Добавка же щелочи к этой системе способствовала замещению около 30% обменных катионов.

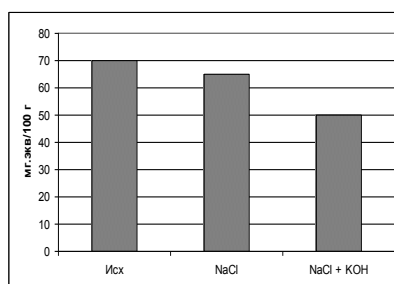


Рис. 2. Изменение содержания обменных катионов Ca^{2+} и Mg^{2+} в присутствии щелочи

Таким образом, изучение динамики поведения бентонита в системах с водными растворами различных по химической природе натриевых солей минеральных кислот обнаружило, что наиболее эффективным донором щелочных ионов в условиях эксперимента является карбонат натрия. При обработке содой обмену подвергается до 85% обменных катионов щелочноземельных металлов. При обработке ортофосфатом натрия замещению подвергается более 50% обменных катионов. Хлорид натрия, в чистом виде в условиях проведенного эксперимента, оказался менее эффективным реагентом. Природа анионных частиц системы также оказывает существенное влияние на ионный обмен: хлорид-ионы снижают эффективность обмена ионов, гидроксид-ионы – увеличивают.

Подобное поведение бентонитов может свидетельствовать, о существенном вкладе в процесс активации и анионного фрагмента соли. Природа кислотного остатка, по-видимому, непосредственно влияет на ионный обмен, и формирование самой системы минерала. Карбонат-ион создает (увеличивает) щелочную среду суспензии бентонита; хлорид-анион не способен значительно изменять pH-среды. Анион угольной кислоты (карбонат) связывает свободные катионы кальция и магния, сильно смещая равновесие системы в сторону натриевого бентонита. Большинство же хлоридов в условиях проведения эксперимента – это растворимые соли. К тому же, на поверхностях минералов, наряду с преобладающими отрицательными зарядами, присутствуют, хотя и в меньших количествах, положительные заряды. Такие образования, наряду с катионами могут поглощать и обменивать анионы, что должно отражаться в итоге на характеристиках бентонита.

Литература

1. Соколов В.Н. Глинистые породы и их свойства // Соросовский образовательный журнал. – М., 2000. – № 9. – С. 59 – 65.
2. Соколов В.Н. Микромир глинистых пород // Соросовский образовательный журнал. – М., 1996. – № 3. – С. 56 – 64.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВТОРИЧНОГО СЫРЬЯ ДЛЯ РЕГЕНЕРАЦИИ МАСЕЛ

Ю.С. Якушева

Научный руководитель доцент О.К. Семакина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Рациональное и экономичное применение нефтепродуктов и проблемы охраны окружающей среды ставят задачи по очистке и вторичному использованию отработанных масел, которые находят широкое и разнообразное применение при эксплуатации современной техники. Каждый год увеличиваются объемы потребления смазочных материалов и, как следствие, объемы отработанных масел. В современном трансформаторном оборудовании масло работает в достаточно жестких условиях: высокая напряженность электрического поля, высокая температура и др. Наряду с высокой электрической прочностью, трансформаторные масла должны обладать высокой стабильностью к окислению, газостойкостью в электрическом поле, низкими диэлектрическими потерями. Масла в процессе работы в машинах и механизмах соприкасаются с металлами и воздухом, загрязняются водой и пылью, разжижаются топливом, подвергаются воздействию температуры, давления, электрического поля и других факторов, вследствие чего их физико-химические и эксплуатационные свойства с течением времени изменяются. При этом срок службы должен составлять 10 лет и более. После достижения предельных эксплуатационных характеристик трансформаторное масло в оборудовании должно заменяться новым.

Ежегодно в биосферу попадает более 6 млн. т. отработавших нефтепродуктов, основная часть из них приходится на масла, которые попадая в окружающую природную среду, лишь частично удаляются или обезвреживаются в результате природных процессов. Основная же их часть является источником загрязнения почвы, водоемов и атмосферы. Накапливаясь, они приводят к нарушению воспроизводства птиц, рыб и

млекопитающих, оказывают вредное воздействие на человека. Таким образом, проблема сбора и утилизации отработанных нефтепродуктов является актуальной, более того, рентабельной и наукоемкой областью, так как при правильной организации процесса регенерации стоимость восстановленных масел на 40–70 % ниже стоимости свежих масел при практически одинаковом их качестве. В настоящее время одним из способов регенерации отработанных масел является сжигание. Однако это не только не спасает ситуацию, но и ухудшает ее: в процессе сжигания образуются устойчивые химические соединения, крайне опасные для здоровья человека, которые выбрасываются в атмосферу, распространяясь тем самым на многие тысячи километров. Наряду с этим существуют альтернативные ресурсосберегающие методы регенерации отработанных нефтепродуктов путем возвращения товарным маслам основных физико-химических характеристик, что делает возможным повторное использование масла. Обычная регенерация масел представляет собой многоступенчатый процесс: осаждение механических примесей, атмосферная перегонка при температурах до 250 °С, сернокислотная очистка с последующей нейтрализацией, слив и фильтрование для удаления кислого гудрона, вакуумная перегонка и стабилизация.

Однако, приведенные технологии недоступны для малых и средних предприятий. Для решения этой проблемы нами предложен метод адсорбционной очистки, которая занимает второе место по объему промышленного применения. Исследовалась возможность получения сорбента в виде гранул из отходов производства, который можно использовать для очистки отработанных минеральных масел. В качестве отходов использовался осадок, оставшийся после аэрации артезианской воды, который представляет собой тонкодисперсный порошок красно-коричневого цвета. Предварительными исследованиями было установлено, осадок представлен аморфной формой оксигидрата железа $FeO(OH) \cdot nH_2O$ с примесью карбонатов [1]. Предварительно осадок был прокален при температуре 700 °С. Сорбент получен методом гранулирования в жидких средах (метод ГЖС). Сущность метода ГЖС заключается в том, что частицы осадка помещаются в дисперсионную среду, и затем добавляется связующая жидкость. На трехфазную систему накладываются гидродинамические воздействия, и через 10–15 секунд образуются гранулы, которые отделяются от дисперсионной среды и сушатся. Реализация процесса ГЖС возможна только при соблюдении следующих правил: поверхность твердых частиц должна иметь полярность, противоположную полярности дисперсионной среды; связующая жидкость должна быть однополярной с поверхностью гранулируемых частиц. При соблюдении этих условий, соответствующей дозировке отдельных фаз и гидродинамического воздействия на них образуются гранулы [2].

Для выбора дисперсионной среды исследовались поверхностные свойства осадка, которые оценивали по удельным седиментационным объемам компонента в жидкостях различной полярности. Рассчитывали коэффициент смачиваемости K исходного и гидрофилизованного порошка, значения которого показали, что поверхность осадка обладает полярными свойствами, поэтому процесс гранулирования необходимо проводить в аполярной жидкости, в качестве которой был выбран n -нонан.

В качестве связующей жидкости использовались 1 % поливиниловый спирт (ПВС). Подобран оптимальный режим гранулирования методом ГЖС: скорость вращения мешалки – 350 об/мин, время гранулирования, соотношение дисперсионная среда : твердая фаза : связующая жидкость.

Полученные гранулы исследовали на прочность, пористость, сорбционную емкость, удельную поверхность до и после сушки при 100 °С.

Прочность гранул до и после термообработки приведена на рисунке.

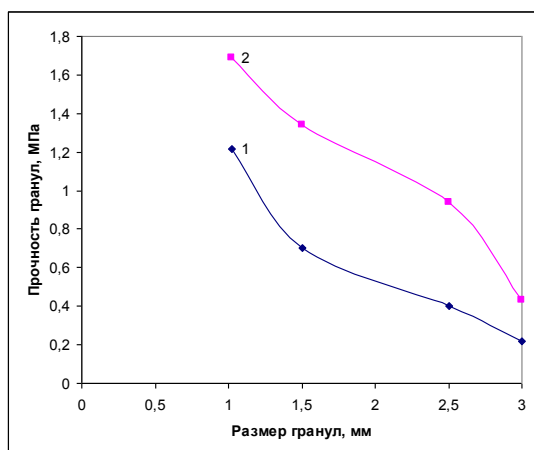


Рисунок. Прочность гранул:
1 – до термообработки; 2 – после термообработки при 100 °С

Результаты исследования показали, что с увеличением размера гранул прочность их резко снижается. Это объясняется наличием в материале внутренних дефектов. Однако прочность на раздавливание после

термообработки увеличилась в 1,5–2 раза. Это можно объяснить свойствами ПВС, который кристаллизуется при термообработке в интервале 80–225 °С, достигая степени кристалличности 68 %.

Затем определили суммарный объем пор для гранул до и после термообработки. Результаты занесены в таблицу, из которой видно, что термообработка не повлияла на изменение объема пор гранул, и значение осталось в пределах 0,20–0,26 см³/г.

Таблица

Суммарный объем пор

Размер гранул, мм	>2,5	1,5–2,5	1,02–1,5	0,75–1,02	0,5–0,75	0,2–0,5	<0,2
Объем пор до термообработки, см ³ /г	0,207	0,223	0,223	0,248	0,255	0,235	0,268
Объем пор после термообработки, см ³ /г	0,217	0,223	0,230	0,192	0,230	0,236	0,224

Гранулы были исследованы в Институт химии нефти на сорбционную емкость, результаты которой показали, что степень очистки индустриального масла составила 90 %.

Литература

1. Каменчук Я.А. Отработанные нефтяные масла и их регенерация: Автореферат. Дис. ... канд. хим. наук. – Томск, 2006г. – 24 с.
2. Бабенко С.А., Семакина О.К., Миронов В.М. и др. Гранулирование дисперсных материалов в жидких средах. – Томск: Изд. Института оптики атмосферы СО РАН, 2003. – 346 с.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИКА БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

СОДЕРЖАНИЕ ПРАКТИКИ И ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЫ МАГИСТРАНТА-БУРОВИКА

В.Д. Евсеев, профессор

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Характер практики магистранта, обучающегося по программе «Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях», должен определяться характером его работы после окончания магистерской подготовки.

Государственный образовательный стандарт высшего профессионального образования (ГОС ВПО) по направлению подготовки 131000 Нефтегазовое дело (квалификация «магистр») определяет следующие виды профессиональной деятельности выпускников магистерской подготовки: научно-исследовательская, проектная, организационно-управленческая, производственно-технологическая. К сожалению, ГОС ВПО не вполне точен при формулировке видов деятельности, к которым готовится магистрант: в п. 4.3 приводится перечень видов деятельности, приведенный выше, а в п. 7.1.3 к ним добавлены еще три вида деятельности: научно-педагогическая, опытно-конструкторская и технологическая, о которых ничего не говорится при формулировке профессиональных задач и компетенций в разделе 5 «Требования к результатам освоения основных образовательных программ магистратуры». Это вызывает удивление и явно указывает на недоработку образовательного стандарта.

На протяжении многих лет обучения студентов кафедра БС распределяла своих выпускников (инженеров по специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин») на работу исключительно на буровые предприятия, расположенные, в основном, в Западной Сибири. Круг этих предприятий достаточно широк: Стрежевской и Нефтеюганский филиалы ЗАО «Сибирская Сервисная Компания», Стрежевской и Нефтеюганский филиалы ООО «СГК-Бурение», ООО «Томскбурнефтегаз», ЗАО «Нефтепромбурсервис», ООО «Буровая сервисная компания «ГРАНД», ОАО «Сургутнефтегаз» и др. Именно в эти предприятия кафедра ежегодно распределяла своих выпускников и в последние годы, подготавливая и выпуская инженеров по специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин». Мы полагаем, что и выпускники, подготовленные по магистерской программе «Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях», должны идти по тому же пути: направляться на работу с дипломом магистра техники и технологии на буровые предприятия, которые ежегодно присылают заявки на трудоустройство выпускников. Непрерывный запрос буровых предприятий на молодых специалистов должен быть подкреплен непрерывным предложением, поступающим им от кафедры бурения скважин. Это означает, что и практика у магистрантов после их обучения на первом курсе должна быть, в основном, производственной: при прохождении этой практики магистрант должен работать в составе буровой бригады, выполнять ту работу, которую ему поручат, исходя из производственной необходимости.

ГОС ВПО предписывает проведение научно-исследовательской, педагогической и производственной практик. Однако, продолжительность практики в образовательном стандарте связана с проведением магистрантами научной работы. На все это выделяется 40 – 50 кредитов.

Ориентируя магистрантов на производственно-технологическую деятельность после окончания ВУЗа, должен быть сделан следующий разумный шаг: необходимо большую часть кредитов отдавать производственной практике, доводя ее продолжительность до 2 – 2,5 месяцев.

Производственная практика в значительной степени формирует из студента буровика, соединяя и подкрепляя его теоретические знания, полученные в процессе обучения на кафедре, с практическими навыками, приобретенными при работе на буровом предприятии в составе буровой бригады. Результатом такого подхода будет повышение вероятности приглашения на работу буровыми предприятиями региона преимущественно выпускников магистерской подготовки Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Научно-исследовательская практика должна быть организована для тех магистрантов, которые свою дальнейшую работу связывают с продолжением научных исследований и работы на кафедре. В этом случае и практику они должны проходить на кафедре.

Содержание ГОС ВПО настойчиво указывает на необходимость привлечения магистрантов к активному участию в проведении научных исследований. Соглашаясь с создателями образовательного стандарта в том, что научно-исследовательская работа должна быть обязательным разделом основной образовательной программы магистерской подготовки, замечу все же, что в полной мере это справедливо только в том случае, когда в качестве основного вида профессиональной деятельности выпускников магистерской подготовки ВУЗом выбрана научно-исследовательская работа выпускников после окончания обучения. Но, готовя магистрантов по программе «Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях» к

этому виду профессиональной деятельности, кафедра неизбежно столкнется с проблемой их распределения на работу.

В настоящее время практически невозможно назвать отечественные буровые предприятия, которые занимаются, в основном, научными исследованиями в области строительства скважин, и на которые можно было бы направлять ежегодно всех подготовленных на кафедре выпускников. Таких предприятий и раньше было мало, да и располагались они далеко от Сибирского региона: ВНИИБТ (г. Москва), ВИТР (г. Санкт-Петербург), сейчас таких предприятий, похоже, вообще нет (разве что ООО «БУРИНТЕХ»).

Проектной деятельностью занимаются значительно больше буровых предприятий, чем научно-исследовательской, но и здесь, как показывает практика многих лет, нет особой необходимости в обучении магистранта проектной работе, так как этот вид деятельности вполне успешно осваивают выпускники, отработавшие на буровом предприятии несколько лет после окончания ВУЗа, в котором они готовились к производственной деятельности.

Полагаем, что если ВУЗ из приведенных выше видов профессиональной деятельности выпускников после завершения обучения выбирает производственную деятельность, реализующуюся на буровых предприятиях, то и доля производственно-технологической работы в основной образовательной программе должна быть выше, чем доля научно-исследовательской работы магистранта, и сама научно-исследовательская работа должна быть иной.

На буровом предприятии приветствуется деятельность персонала по разработке и внедрению рационализаторских предложений, направленных на повышение эффективности строительства скважин. Поэтому при обучении на первом курсе магистерской подготовки, на производственной практике магистрант должен заниматься вопросами повышения эффективности работы бурового оборудования, разработки более качественных рецептур буровых и тампонажных растворов и другими вопросами, предложенными руководством буровых предприятий. Естественно, такая информация должна иметься на кафедре. Эта информация должна постоянно обновляться.

Далеко не всегда научная работа, которой занимается магистрант на кафедре, будет совпадать с той работой, которую нужно будет выполнять, находясь на производственной практике. Беды здесь никакой нет: магистранты привлекаются к научно-исследовательским работам, проводимым на кафедре, для того, чтобы развивать в них навыки исследователя. Это поможет им уже при прохождении производственной практики глубже вникать в суть вопросов, требующих своего разрешения при реализации конкретных задач технологии строительства скважин. Все это будет способствовать и успешному написанию ими выпускной квалификационной работы.

Выпускная квалификационная работа магистранта должна представлять собой технический проект на строительство нефтяной и газовой скважины на конкретном нефтяном (газовом) месторождении. Разрабатывая все разделы проекта (от геологического до организационно-экономического), магистрант увидит весь круг вопросов, ответы на которые он должен будет давать, занимая после окончания ВУЗа ту или иную должность на буровом предприятии.

Одним из разделов технического проекта является специальный вопрос, в котором магистрант должен рассмотреть конкретный технологический аспект, тесно связанный со строительством проектируемой им скважины. Рационализаторское предложение возникает только после хорошего знания работы и проблем конкретного бурового оборудования.

В специальном вопросе необходимо провести анализ путей решения какого-то значимого для бурового предприятия конкретного вопроса. Возможно, что эта работа завершится не только рационализаторским предложением, но и внедрением его в производство. Желательно, чтобы в этом разделе был изложен материал, который магистрант предлагает использовать в проектируемой им скважине. Это должно быть отражено и в названии работы.

Иными должны быть и требования к квалификации преподавательского состава, обеспечивающего магистерскую подготовку, ориентированную на производственную деятельность выпускников после окончания высшего учебного заведения, чем требования, предписываемые ГОС ВПО. Полагаем, что к учебным занятиям с магистрантами должны широко привлекаться дипломированные, высококвалифицированные, опытные производственники, хорошо знающие современные технологии строительства нефтяных и газовых скважин в сложных условиях. Наличие у них ученой степени должно быть второстепенным вопросом.

В заключение несколько предложений об организации учебной работы в магистратуре. Группа магистрантов должна формироваться не из студентов, оканчивающих бакалавриат направления 131000 Нефтегазовое дело, а из производственников, которых направляет учиться буровое предприятие по магистерской программе для углубления знаний в каком-то конкретном производственно-технологическом вопросе. Исключение следует делать только для тех бакалавров, которые решили продолжить обучение, ориентируясь на продолжение научных исследований на кафедре с дальнейшим поступлением в аспирантуру.

Выбор магистерской программы подготовки в конце первого года обучения в магистратуре из ряда программ, даже входящих в одно направление, недопустим. Обучение магистрантов, поступивших на конкретную магистерскую программу, в течение целого года по единому учебному плану – нонсенс.

Следует вернуться к государственному распределению студентов на производство, но уже после окончания ими бакалавриата. Это позволит выпускнику сделать перерыв в обучении между бакалавриатом и магистратурой, набраться за это время практического опыта, работая на буровом предприятии, и поможет сделать более осмысленным выбор программы магистерской подготовки, необходимой как буровому предприятию, так и работнику предприятия для его успешной карьеры. В этом случае может оказаться весьма

полезной магистерская программа, нацеленная на организационно-управленческую деятельность ее выпускника на буровом предприятии.

Следует уменьшить продолжительность обучения в магистратуре до одного года. Это будет большим преимуществом данной магистерской программы обучения.

ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ ГИДРОМОНИТОРНОГО ДОЛОТА ЭЖЕКЦИОННОГО ТИПА

Ф.Р. Алиев, А.В. Ковалёв, А.В. Епихин

Научный руководитель доцент М.А. Самохвалов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

За последние десятилетия достигнуты значительные успехи в технологии применения высоконапорной водяной струи. Водяные струи используются во многих областях: от резки машиностроительных материалов до точной хирургии. Существует множество примеров применения струйных аппаратов при строительстве скважин: гидравлические щелевые перфораторы для вторичного вскрытия продуктивных пластов, скважинные гидробуры для разбуривания цементных пробок, гидромешалки для перемешивания бурового раствора и т.д. Следует отметить, что высоконапорные струи могут использоваться непосредственно для разрушения горных пород бурением, причем их применение возможно в двух вариантах. Первым является применение гидромониторных насадок на механических долотах, которые участвуют в формировании ствола скважин. Вторым, менее используемым, является применение струи для разрушения забоя и формирования ствола скважины. При этом высоконапорные струи разделяют на эрозионные (струи чистой воды, реже облегченного бурового раствора) и абразивные (струи, состоящие из жидкости, в которой содержатся во взвешенном состоянии абразивные частицы: кварцевый песок, стальная дробь и пр.).

На сегодняшний день существует множество различных способов бурения. Анализ возможностей новых способов бурения показывает, что в ближайшее десятилетие вряд ли окажется возможным бурение в промышленном масштабе с использованием лазера, плазмы, электронного луча, термоструй и взрыва. Однако некоторые из них могут оказаться весьма перспективными при дальнейших теоретических и экспериментальных исследованиях.

Так, по мнению многих авторов, одним из самых перспективных способов разрушения горных пород, способным конкурировать с традиционным механическим способом, является гидромеханический, в котором для разрушения забоя используется энергия потока промысловой жидкости с добавлением абразива. При данном способе наблюдается увеличение механической скорости в 1,5-5 раз, а проходки на долото до трех раз по сравнению с роторным бурением [1]. Также гидромеханический способ может быть особенно эффективен при бурении абразивных пород, где стойкость долот мала, и при бурении горизонтальных скважин, где возникают проблемы создания требуемой осевой нагрузки.

Однако на пути широкого практического применения гидромеханического способа разрушения горных пород стоят серьезные технические проблемы. Для эффективного ослабления забоя необходимо использовать струи воды с давлением до 100 МПа [2], т.е. необходимо создать целый комплекс оборудования (насосы высокого давления, гибкие шланги, бурильные трубы, выдерживающие высокие давления и пр.). Наличие абразивных частиц в жидкости приводит к сильной эрозии оборудования циркуляционной системы. При внезапной остановке насосов прихват бурильной колонны неизбежен. Для каждой глубокой скважины потребуется до 200 тонн абразивных частиц. Очистка раствора и ввод частиц взамен отработанных и потерянных - тоже сложная проблема.

Одним из перспективных, но в тоже время малоизученных способов бурения является так называемое шароструйное бурение, при котором используется энергия скоростной струи и большого количества стальных или твердосплавных шаров, многократно соударяющихся с забоем с большой скоростью. При этом непрерывная циркуляция шаров осуществляется специальным инжекторным аппаратом.

Способ разрушения ударами шаров был предложен в 1955 г. группой ученых американской нефтяной фирмы «Картер Ойл К°». Результаты этих исследований освещены в работе И.Э. Эскеля, Ф.Г. Дэйли, Л.У. Леджервурда [3]. После проведения целого комплекса исследований уже в 1961 Л.У. Леджервурд отмечал, что на достигнутом уровне данным способом можно разрушать породы, однако его применение для бурения скважин нецелесообразно с экономической точки зрения. Одной из главных причин этого являлся сильный износ поверхности снаряда. Отечественные исследователи [4, 5] также утверждали о бесперспективности названного ими ударно-дробового способа.

Однако в работе [6] опубликованы результаты лабораторных и полевых исследований шароструйного бурения, проведенных в 1963-1968 гг. При определенных условиях были достигнуты высокие значения механической скорости (до 20 м/ч) в крепких и очень крепких породах, выявлена возможность надежного управления искривлением скважин. Автор указывает на следующие преимущества шароструйного бурения: простота устройства шароструйного аппарата, возможность упрощения и облегчения бурового станка вследствие отсутствия необходимости создания больших осевых нагрузок и вращающих моментов, экологическая безопасность. По его словам, сильный износ снаряда можно избежать за счет создания оптимальной скорости вылета шаров, при которой исключаются отскоки шаров от забоя. Также автор указал на следующие недостатки: необходимость установки мощного насоса и невозможность отбора керна.

В диссертации казахского ученого Заурбекова С.А. 1995 г. [7] были определены рациональные параметры процессов разрушения при шароструйном бурении, на основании чего разработана новая конструкция

шароштрийного снаряда ШСМ-216. Промышленные испытания показали превышение механической скорости на 20% и проходки на долото на 43 % по сравнению с серийными долотами при бурении пород средней твердости.

На основании результатов столь немногочисленных работ, посвященных шароштрийному бурению, можно сделать вывод об актуальности и перспективности дальнейших исследований. Для этого на кафедре бурения скважин национального исследовательского Томского политехнического университета было разработано и смонтировано гидромониторное долото эжекционного типа и смонтирована установка гидромониторно-эрозионного действия [8-10]. Отличительной особенностью данной разработки является разрушение горной породы за счёт непрерывной циркуляции на забое абразивных частиц карбида вольфрама («Релит»), осуществляемой при помощи долота эжекционного типа, приводимого в действие потоком промывочной жидкости. Высокая твердость «Релита» (2340 кг/мм²) обеспечивает эффективное разрушение горной породы, а высокая плотность (около 18 г/см³) – непрерывную циркуляцию абразивных частиц на забое без их потерь на вынос восходящим потоком промывочной жидкости вместе с выбуренной породой.

С использованием установки были изучены факторы, влияющие на скорость бурения. А именно: размеры долота (длины камеры смешения, диаметра сопла и пр.), давление, развиваемого насосом, размер частиц «Релита» и их количество, расстояние от долота до забоя, прочностные свойства горной породы. Для этого к подготовленному образцу горной породы приклеивается стеклянная трубка, имитирующая стенки скважины и обеспечивающая возможность визуального наблюдения за процессом бурения. Затем на забой скважины засыпается необходимое количество «Релита», устанавливается расстояние от долота до забоя. По истечении запланированного времени бурения замеряется проходка и высчитывается механическая скорость бурения.

Первым этапом было определение зависимости механической скорости бурения от расстояния между долотом и забоем. Для этого был проведен комплекс опытов на керамической плитке при неизменных длине (97 мм) и диаметре (18,4 мм) камеры смешения долота, диаметре сопла (2,4 мм), давлении, развиваемом насосом (9 атм), внутреннем диаметре стеклянной трубки (55,5 мм), массе (100 г) и размере (1,6-2 мм) частиц «Релита». При этом расстояние между долотом и забоем увеличивалось от 5 до 35 мм с шагом 5 мм, причем с каждым его значением проводилось 3 опыта с последующим усреднением полученных значений механической скорости (рис. 1). По результатам опытов обнаружено, что расстояние между долотом и забоем влияет на диаметр скважины (рис. 2).

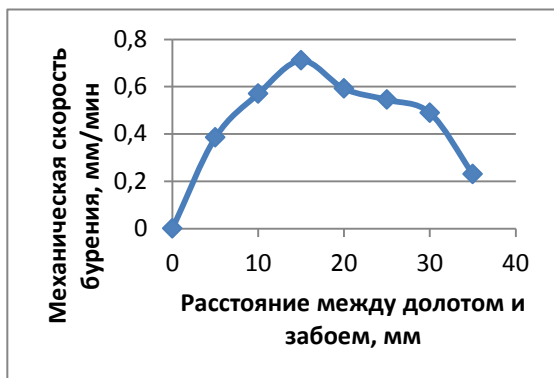


Рис. 1. Зависимость механической скорости бурения от расстояния от долота до забоя

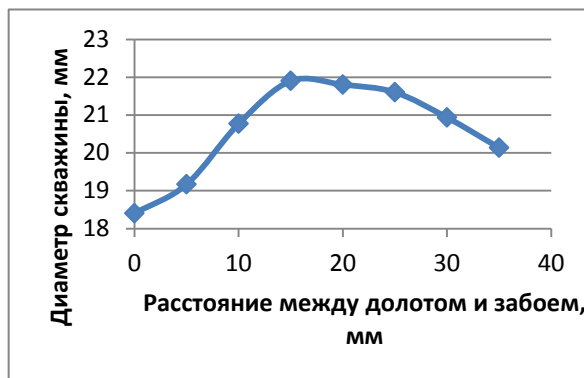


Рис. 2. Зависимость диаметра скважины от расстояния от долота до забоя

Таким образом, экспериментально установлено, что при увеличении расстояния от долота до забоя значение механической скорости бурения и диаметра скважины вначале растет, а потом падает. Это свидетельствует о существовании оптимального расстояния (15 мм в данном случае), при котором наблюдается наиболее эффективное разрушение. Этот результат можно объяснить тем, что при малом расстоянии между долотом и породой скорость частиц «Релита» после всасывания не успевает сравниться со скоростью струи жидкости, а при большом – теряют скорость за счет гидравлических сопротивлений.

Для определения зависимости механической скорости бурения от массы «Релита» был проведен комплекс опытов на керамической плитке при тех же, как и в предыдущем комплексе опытов, значениях диаметра камеры смешения долота, диаметра сопла, давления, развиваемом насосом, внутреннего диаметра стеклянной трубки, размера частиц «Релита». Расстояние от долота до забоя выдерживалось равным 15 мм. Причем были проведены две серии опытов с разными длинами камеры смешения. По полученным результатам построены графики зависимости механической скорости бурения от массы «Релита» (рис. 3).

Приведенные графики, как и в работе [6], показывают, что при шароштрийном бурении существует оптимальное значение массы частиц, при котором механическая скорость бурения максимальна. Когда количество абразивных частиц в скважине меньше оптимального, порода разрушается при недостаточном количестве ударов, а когда больше – возникает множество соударений между отскокнвшими от забоя и летящими на забой частицами, что ведет к потере скорости последних. Кроме того было установлено, что при уменьшении длины камеры смешения значительно увеличивается скорость бурения. Это связано с меньшей турбулизацией смешанного потока, что ведет к увеличению дальнотойности струи.

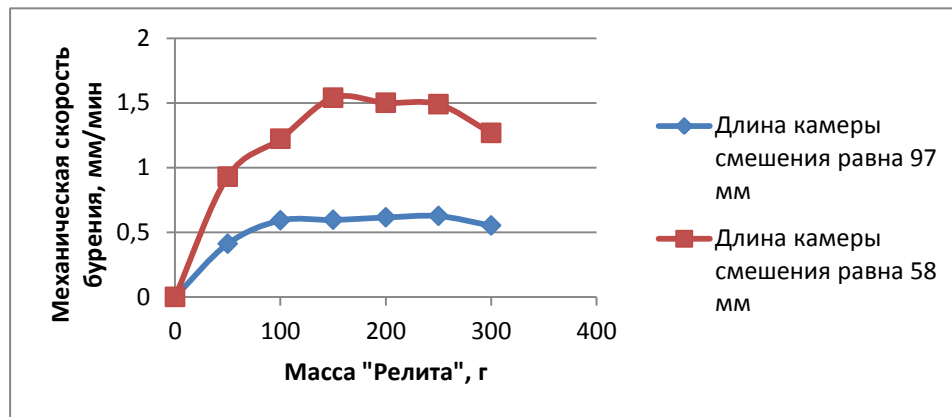


Рис. 3. Зависимость механической скорости бурения от массы «Релита»

В дальнейшем планируется:

Усовершенствование разработанной установки для гидромониторно-эрозионного бурения. Существуют сложности измерения расстояния от долота до забоя, центрирования долота в стеклянной трубке и др.

Исследование теории работы шароструйных аппаратов, определение механизма разрушения горных пород при шароструйном бурении, выявление основных аналитических зависимостей, характеризующих разрушение пород ударами шаров.

Проведение опытов по определению зависимостей механической скорости бурения от геометрических размеров составных частей долота, прочностных свойств горных пород, типа и свойств используемых жидкостей и пр.

Проведение широкого патентного поиска, разработка новых эффективных конструкций долот подобного класса и их патентование.

Разработка и апробация конструктивных особенностей долота, способных образовывать акустические колебания [9], способствующие более эффективному разрушению горных пород (например, при организации слабого внезапного расширения за соплом, при применении сопла с переменным сечением и др.).

Литература

1. Кожевников А.А., Давиденко А.И. Гидромеханический и эрозионный способы разрушения горных пород при бурении скважин. – М.: ВИЭМС, 1987. – 45 с.
2. Маковой Н. Гидравлика бурения. Пер. с румынского - М.: Недра, 1986. – 536 с.
3. Eckel I.E., Deily F.H., Ledgerwood L.W. Development and testing of jet pump pellet impact drill bits. Translation AIME, 1956. - vol. 207.
4. Воздвиженский Б.И., Васильев М.Г. Буровая механика. - М.: Госгеолтехиздат, 1954 г. – 491 с.
5. Сулакшин С.С. Современные способы разрушения горных пород при бурении скважин. – М.: Недра, 1964. – 107 с.
6. Уваков А.Б. Шароструйное бурение. – М.: Недра, 1969. – 207 с.
7. Заурбеков С.А. Повышение эффективности призабойных гидродинамических процессов при шароструйном бурении скважин: автореферат диссертации на соискание ученой степени канд. техн. наук: 05.15.11 / С. А. Заурбеков. - Алматы, 1995. – 18 с.
8. Столяров Р. В., Ковалёв А.В. Разработка гидромониторного долота эжекционного типа // Проблемы геологии и освоения недр: труды Тринадцатого международного симпозиума им. М. А. Усова. – Томск: Изд. ТПУ, 2008. С. 518-520.
9. Столяров Р.В., Ковалёв А.В. Установка для абразивного бурения с применением долота гидромониторно-эжекционного типа // Проблемы геологии и освоения недр: труды Четырнадцатого международного симпозиума им. М. А. Усова. – Томск: Изд. ТПУ, 2009. С. 520-521.
10. Ковалёв А.В. Применение ультразвука как способ повышения эффективности долота гидромониторно-эрозионного типа // Проблемы геологии и освоения недр: труды Тринадцатого международного симпозиума им. М. А. Усова. – Томск: Изд. ТПУ, 2010. С. 165-166.

**ОБУСТРОЙСТВО ЗАБОЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН
ИСКУССТВЕННОЙ СРЕДОЙ С ФИКТИВНОЙ ПОРИСТОСТЬЮ**

И.Р. Айсматуллин

Научный руководитель доцент В.А. Иванов

*Филиал Тюменского государственного нефтегазового университета,
г. Нефтеюганск, Россия*

При проектировании конструкции скважин важно учитывать не только получение необходимой производительности, но и обеспечение оптимальных режимов эксплуатации с учётом фильтрационных свойств пласта. В понятие конструкции забоя скважины входит совокупность технико-технологических решений по оборудованию забоя и призабойной зоны скважин, обеспечивающих связь с пластом, при которых скважина будет работать с оптимальным дебитом, а призабойная зона пласта, не разрушаясь, позволяла бы работать длительное время без ремонта [1]. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин невозможна без использования эффективных методов по предупреждению выноса песка. Фильтр скважин должен предотвращать вынос песка в широком диапазоне производительности скважин. Для задержания продуктов разрушения пласта наибольший эффект даёт установка гравийных фильтров. Существующая техника и технология сооружения гравийных фильтров несовершенны и не отвечают современным требованиям.

Техническим результатом работы является повышение производительности скважин, увеличение гидродинамического совершенства скважин, увеличение срока службы гравийного фильтра за счёт проведения работ по его регенерации без проведения капитального ремонта скважин, снижение объёмов и стоимости буровых работ.

Наиболее простой и дешёвой конструкцией гравийного фильтра может быть фильтр, в котором в необсаженный продуктивный интервал ствола скважины опускают хвостовик с готовыми перфорационными отверстиями, а внутри размещают гравийный фильтр, представляющий собой искусственную среду с фиктивной пористостью. Чтобы свойства фильтра не изменялись с течением времени пористую среду фильтра с заданными и не изменяющимися в процессе эксплуатации свойствами необходимо формировать на поверхности в заводских условиях. Так как забивание фильтра песком неизбежно, то конструкция фильтра должна предусматривать извлечение его из скважины с целью механической или химической очистки фильтра (регенерацию).

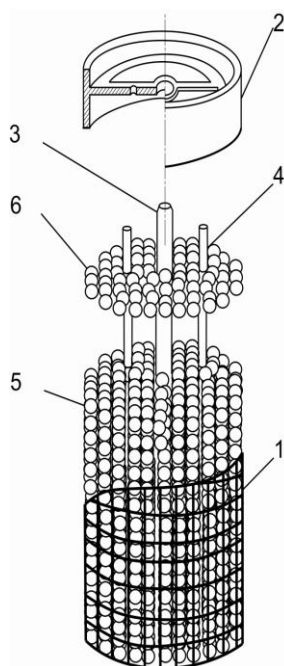


Рис. 1. Конструкция блока фильтра с искусственной фиктивной пористостью

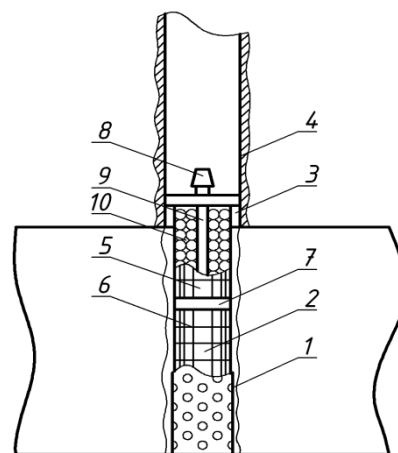


Рис. 2. Расположение фильтра-хвостовика с искусственной фиктивной пористостью

На рис. 1 приведена конструкция блока фильтра с искусственной фиктивной пористостью. Скважинный фильтр состоит из системы последовательно соединённых блоков необходимой длины. Каждый блок представляет собой контейнер решётчатой конструкции 1, в верхней части которого имеется манжета 2, служащая для фиксации центральной металлической штанги 3 и направляющих стержней 4. Внутри контейнера решётчатой конструкции 1 располагается фиктивная пористая среда 5, которая набирается из съёмных элементов

6. Элементы 6 изготавливаются в заводских условиях из прочных керамических материалов методом прессования и последующего спекания. Решётчатая конструкция 1 и направляющие стержни 4 жестко фиксируют положение элементов 6 пористой среды внутри контейнера решётчатой конструкции. Это позволяет сформировать искусственную среду с максимальной фиктивной пористостью, которая не изменяется с течением времени.

На рис. 2 приведена принципиальная схема расположения фильтра-хвостовика с искусственной фиктивной пористостью в вертикальной скважине. Скважинный фильтр располагается внутри хвостовика 1 с перфорационными отверстиями и состоит из последовательно соединённых блоков 2 и 5. Хвостовик 1 в верхней части крепится сальниковым уплотнением 3 к эксплуатационной колонне 4. Блок 2 фильтра представляет собой контейнер решётчатой конструкции 6, в верхней части которого имеется манжета 7 для придания жёсткости блоку, фиксации центральной металлической штанги 9 и направляющих стержней. Скважинный фильтр имеет приспособление 8 для захвата его ловильным инструментом. Внутреннее пространство блоков 2 фильтра представляет собой фиктивный грунт 10 с максимальной пористостью. Решётчатая конструкция контейнера 6 защищает пористую среду от разрушения при спуско-подъёмных операциях.

Наиболее эффективно использование фильтра-хвостовика описанной конструкции при эксплуатации наклонных и горизонтальных скважин. Обустройство наклонных и горизонтальных скважин аналогично обустройству вертикальных скважин. В этом случае значительно уменьшаются сложность и стоимость заканчивания скважин с фильтром в необсаженном продуктивном интервале.

Ячейка фиктивного грунта с максимально возможной пористостью представляет собой квадрат со стороной d , равной диаметру шаровых частиц фиктивного грунта. Размер частиц пластового песка, которые могут попасть внутрь такого фильтра, равен

$$d_1 = \sqrt{2} \cdot d - d = 0,41d. \quad (1)$$

Если предположить, что ограничение размера частиц, которые могут проникать внутрь фильтра, составляет $d_1 = 10$ мм, то диаметр шаровых частиц фиктивного грунта должен составлять порядка 25 мм.

Коэффициента пористости m фиктивного грунта определяется формулой Сликтера [2]:

$$m = 1 - \frac{\pi}{6(-\cos\theta)\sqrt{1+2\cos\theta}}, \quad (2)$$

где θ – угол упаковки шаров, который изменяется в пределах от 60° до 90° . При наименее плотной упаковке шаров (кубическая укладка) $\theta = 90^\circ$ пористость фиктивного грунта составляет $m = 0,476$.

Коэффициент проницаемости k фиктивного грунта можно определить по формуле Козени-Кармана [2]:

$$k = \frac{m^3 \cdot d^2}{36 \cdot c \cdot (-m)} = 1,37 \cdot 10^{-6} m^2, \quad (3)$$

где $c = 5$ – число Кармана, определённое экспериментально. Полученная величина проницаемости фиктивного грунта значительно (на 6-8 порядков) превышает величины проницаемостей реальных коллекторов [1].

Скорость фильтрации ω нефти через пористую среду, представляющую собой фиктивный грунт, по закону Дарси равна [2]:

$$\omega = \frac{Q}{S} = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{L} = \frac{k}{\mu} \text{grad}P = 0,457 \frac{M}{c}, \quad (4)$$

где Q – объёмная скорость фильтрации; S – площадь поперечного сечения фильтрации; $k = 1,37 \cdot 10^{-6} m^2$; – коэффициент проницаемости; $\mu = 3 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ – коэффициент динамической вязкости; $\Delta P = 10^3 \text{ Па} \cdot \text{с}$ – перепад давления; L – длина фильтрации. При площади поперечного сечения $S = 10^{-2} m^2$ фильтра-хвостовика диаметром $D = 114$ мм объёмный расход нефти составит

$$Q = \omega \cdot S = 0,457 \frac{M}{c} \cdot 1,02 \cdot 10^{-2} m^2 = 4,66 \cdot 10^{-3} \frac{M^3}{c} \approx 400 \frac{M^3}{\text{сут}}. \quad (5)$$

Следовательно, конструкция фильтра с искусственной фиктивной пористостью позволяет обеспечить необходимую производительность скважины с учётом фильтрационных свойств коллектора.

Использование предлагаемого устройства фильтра-хвостовика с искусственной фиктивной пористостью позволяет повысить производительность скважин, снизить объёмы и стоимость буровых работ, увеличить гидродинамическое совершенство скважин. В этом случае нет необходимости производить расширение диаметра ствола скважины в интервале продуктивного пласта и использовать сложную и дорогостоящую технику, необходимую для изготовления гравийных фильтров. Конструкция фильтра-хвостовика предусматривает извлечение его из скважины с целью механической или химической очистки.

Литература

1. Заканчивание скважин. Учебн. пособие для вузов /Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 670 с.
2. Подземная гидромеханика: Учебник для вузов /К.С. Басниев, Р.М. Дмитриев, Р.Д. Каневская, В.М. Максимов-М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. – 496 с.

**АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ ВЕРТИКАЛЬНОГО БУРЕНИЯ ДЛЯ СООРУЖЕНИЯ
РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН****Д.И. Бабкин, Р.И. Алимов**

Научный руководитель профессор Ю.Л. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Автоматизированные системы вертикального бурения могут значительно повысить экономические показатели путем автоматической коррекции отклонений и сокращения временных затрат на бурение прямых участков ствола. Кроме того, эти системы предусматривают создание «легких» конструкций скважин, т.е. с кондуктором и промежуточной колонной значительно меньшего диаметра, чем для стандартного профиля обсадных колонн, но с сохранением возможности использования эксплуатационной колонны с эквивалентным диаметром. Гладкий, полноразмерный вертикальный ствол позволяет спускать обсадную колонну с минимальным зазором, чем и достигается «легкость» профиля. На бурение ствола с меньшим диаметром, как правило, уходит меньше времени, а расходы на трубы, цемент и удаление бурового шлама снижаются на величину до 30 %.

На Российском рынке бурового оборудования представлено широкое разнообразие роторно управляемых систем (РУС), наиболее успешно показавшие себя РУС это разработки ведущих мировых производителей бурового оборудования, таких как: Schlumberger, Baker Hughes, Halliburton, описание систем этих производителей представлено ниже.

Продукт компании Baker Hughes

Система VertiTrak (рис. 1) автоматически поддерживает вертикальность ствола без ущерба для критически важных параметров бурения: расход бурового раствора, нагрузка на долото и скорость вращения долота. Кроме того, система обеспечивает поддержание механической скорости бурения и предотвращает необходимость выполнения дополнительных спуско-подъемных операций с целью корректировки параметров кривизны ствола скважины, что требует значительных затрат времени.



Рис. 1. Система вертикального бурения VertiTrak

Новая система VertiTrak Plus также позволяет выполнять резку наклонного ствола и набор угла до спуска очередной обсадной колонны при минимальной вероятности образования желобов в криволинейных участках и меньшем трении и износе при бурении следующих интервалов.

Благодаря значительному улучшению качества ствола и точной траектории возможно использование обсадных труб меньшего диаметра в верхних секциях, при этом уменьшается расход стали, цемента, бурового раствора и объем шлама. Также облегчается выполнение последующих работ в скважине, увеличивается срок службы скважинного оборудования и сокращаются расходы на капитальный ремонт скважины. Кроме того, использование систем вертикального бурения может позволить уменьшить расстояние между устьями скважин

на поверхности. Подразделение выпускает системы VertiTrak для бурения скважин диаметром от 215,9 мм до 250,8 мм (диаметр инструмента 171,5 мм) и от 311,2 мм до 711,2 мм (диаметр инструмента 241,3 мм).

Продукт компании Schlumberger

Одним из лидеров автоматизированного бурения вертикальных скважин является система PowerV (рис. 2), успешно прошедшая испытания и показавшая довольно хорошие результаты на одном из месторождений Италии.



Рис. 2. Автоматическая роторная PowerV

Особенности:

Может использоваться на большинстве типов буровых установок; Использование PowerV позволяет устранить потенциально возможные коррекционные рейсы при бурении вертикальных скважин; Простая, износостойкая конструкция.

Эксплуатационные спецификации:

Буровые растворы на водяной, нефтяной основе, а также синтетические растворы

- Максимальная температура: 150°C
- Наличие конфигураций для низкой, средней и высокой производительности
- Максимальное давление: 137895 кПа
- Диаметр ствола скважины: 146,1-660,4 мм
- Интенсивность кривизны ствола: 3°/30 м
- Расход бурового раствора: 833-7192 л/мин
- Максимальная скорость вращения: 200 об/мин
- Максимальная температура: 150°C

Продукт компании Halliburton

ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ

Система состоит из подсистемы контроля вертикали и винтового забойного двигателя. Четыре вертикальные лопасти, равномерно размещенные по окружности инструмента, установлены вблизи бурового долота, обеспечивая плавную коррекцию направления ствола скважины. Гравитационные клапаны направляют жидкость на один или два башмака для создания корректирующего усилия. Хотя система разработана специально для применения с новым поколением высокопроизводительных забойных двигателей, ее можно использовать и с традиционными забойными двигателями, чтобы достичь лучшего соответствия с гидравлической мощностью небольших буровых установок.

Система V-Pilot (рис. 3) оснащена удлиненными спиральными наддолотными стабилизаторами для достижения высокого качества ствола и устранения или существенного снижения формирования спиралей и уступов даже при большой нагрузке на долото, повышая таким образом, общую эффективность бурения. Опыт с удлиненными долотами и другими усовершенствованными буровыми системами показал, что затраты времени на расширение ствола сокращаются, а срок службы долота значительно возрастает. В результате, по сравнению с традиционными методами бурения, сокращаются непроизводительные затраты времени и продолжительность

бурения. В систему встроено механическое устройство, реагирующее на отход от вертикали менее чем на $0,2^\circ$. При тяжелых условиях бурения, типичных для твердых пластов, возникает сильная вибрация буровой компоновки. Конструкция механической системы обеспечивает минимизацию трения и намного более существенную амортизацию, позволяя V-Pilot реагировать на самые незначительные углы наклона. Поскольку система полностью механическая, температура не влияет на ее производительность. Кроме того, она эффективно гасит вибрацию, исключая ее эффект на чувствительность системы к наклону ствола. Система активации открывает и закрывает клапаны, передающие гидравлическое давление на одну или две лопасти. Установку этого давления можно настраивать в мастерской в соответствии с условиями бурения. Гидравлическая система может создавать крайне высокие боковые усилия для преодоления самых высоких естественных отклоняющих сил. Лопасти находятся во втянутом состоянии до того момента как потребуются корректировка, что увеличивает срок их службы и уменьшает сопротивление в скважине. Подсистема контроля вертикали соединена с объемным забойным двигателем. Масляные камеры системы V-Pilot механически изолированы от вращающихся компонентов. Единственными уплотнениями в инструменте являются статические уплотнения, рассчитанные на температуру до 200°C . Все масляные камеры сбалансированы по давлению. Они выдерживают высокое гидростатическое давление и обеспечивают компенсацию теплового расширения масла.

Для бурения в очень твердых толщах, часто присутствующих в предгорьях, конструкция системы предусматривает возможность применения высокопроизводительных прямостенных двигателей. Эта технология обеспечивает высочайшую скорость проходки при максимальной нагрузке на долото и требуемом крутящем моменте. Двигатели выбираются по критериям наибольшего соответствия характеристикам буровой установки и геологическим условиям. Система V-Pilot состоит из двух модулей, что позволяет менять двигатель непосредственно на буровой, учитывая особенности пласта и долота. Система коррекции в VPilot работает автоматически, без вмешательства оператора. Гидромеханическая система не нуждается в компьютерах, кабелях или квалифицированных операторах. Инклинометрия может проводиться с помощью систем MWD, либо путем периодических измерений с помощью извлекаемого инклинометра.

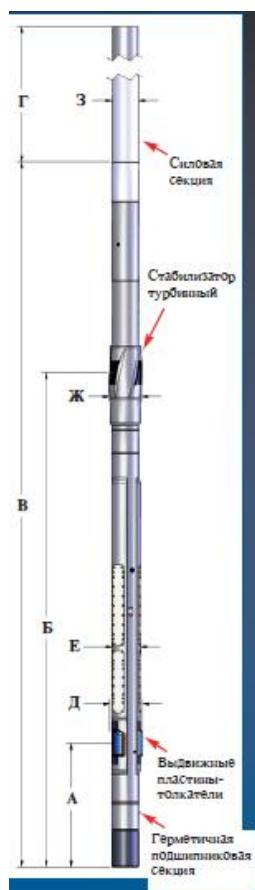


Рис. 3. Роторно управляемая система V - Pilot

Инструмент выходит из режима автоматической коррекции, когда скорость вращения колонны превышает 25 об/мин. Тогда башмаки автоматически втягиваются. Это позволяет инструменту действовать как традиционная гладкая компоновка и осуществлять расширение ствола снизу вверх. Удержание лопастей во втянутом положении во время вращения колонны снижает вероятность их повреждения и уменьшает

сопротивление в скважине. Наличие верхнего стабилизатора и очень большая масса системы могут привести к возникновению выраженного маятникового эффекта, даже если лопасти втянуты, что обеспечивает естественную тенденцию к бурению по вертикали. Чрезвычайная жесткость системы делает ее весьма стойкой к изгибу, который может быть вызван действием боковых сил, возникающих при взаимодействии долота с наклонными пластами.

БЕЗАМБАРНОЕ БУРЕНИЕ КАК СПОСОБ РЕШЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ

Р. Р. Багаутдинов

Научные руководители доцент Г.К. Чуктуров, профессор Р.Х. Санников
Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

Проблема ликвидации шламовых амбаров еще далека от своего решения. В целом по отрасли ежегодно неликвидированными остается от 16 до 24 % амбаров. При этом из-за несвоевременного возврата земель наносится урон сельскому хозяйству, сами буровые предприятия несут экономические потери из-за выплаты штрафов основному землепользователю.

Из-за несвоевременной ликвидации шламовых амбаров в объекты окружающей среды ежегодно попадает до 6,5% их содержимого. С этими отходами в природную среду поступает до 10% от использованных в буровых растворах материалов и химреагентов. Наибольшую опасность для почвы представляют минеральные соли, нефть и нефтепродукты, сильными токсичными реагентами являются известь, каустическая сода, бихромат калия. Более легкие фракции проникают в нижележащие слои, а содержащийся в смеси битум ухудшает водопроницаемость и смачиваемость почвы [3].

Испарение легких летучих фракций – еще одна проблема амбарного бурения. Загрязнение воздуха различными химическими компонентами, испаряющимися с поверхности амбара, негативно влияет на животный и растительный мир, нарушают баланс в природе.

Кроме того, существует проблема использование огромных участков земли под амбары.

Таким образом, основной загрязняющий фактор – отходы бурения, главный источник – шламовый амбар. Эту проблему необходимо решать.

Для уменьшения воздействия на окружающую среду отходы бурения можно разделять по крупности перед заполнением амбара-накопителя. Создать противофильтрационный экран с толщиной, обеспечивающей допустимую фильтрацию путем выпуска отходов бурения с мелкими фракциями. Выпускать отходы бурения с крупными фракциями на слабофильтрующие и экранированные участки амбара накопителя. Разделение отходов бурения по крупности осуществлять многоступенчатой очисткой на отходы бурения с крупными, средними, мелкими и коллоидными фракциями с последующим сбором их в изолированные по отдельным смежным фракциям инвентарные контейнеры. Отходы бурения с коллоидными и мелкими фракциями использовать для создания противофильтрационного экрана [2].

Также полезны отрывка котлована, возведение противофильтрационного экрана, заполнение амбара-накопителя отходами бурения, расслоение отходов бурения на загущенную и осветленную фазы с образованием верхнего твердого слоя, нанесение непроницаемого экрана и засыпку амбара минеральным грунтом. При этом, перед заполнением амбара-накопителя отходами бурения с внешней стороны его периметра выполнить замкнутую узкую траншею, заполнить ее противофильтрационным материалом (отработанным буровым раствором, отвержденным в траншее консолидирующими добавками) [2].

Можно при сооружении земляного амбара, оснастить его нефтеловушкой. Ее открытую сверху поверхность перекрыть от верхней горизонтальной кромки сплошной горизонтальной панелью. По ее периметру жестко закрепить ребра. Площадь сплошной панели на 15-20 % превышает площадь поверхности нефтеловушки. Периодически откачивать нефть из нефтеловушки. Обеспечивается безопасное для фауны складирование отходов бурения, непрерывный цикл строительства скважины. Снижается загрязнение углеводородами атмосферного воздуха.

Также для нейтрализации всего объема захороняемых отходов бурения смесь консолидирующего материала можно выгружать из машины у края амбара. Бульдозером консолидирующий материал сталкивать в амбар. Механическое перемешивание всего объема отходов бурения с консолидирующим материалом осуществлять при помощи лопастного смесителя, перемещаемого по поверхности отходов бурения с помощью тяговых тракторов и с перекрытием предварительно обработанной зоны амбара не менее чем на 25 % ее ширины. Перемещение смесителя по отходам бурения осуществлять в три-четыре цикла для перекрытия всей площади амбара на всю глубину отверждаемых отходов бурения. Консолидирующий материал содержит отход цементной промышленности в виде цементной пыли 15-28 %, отход очистки котлов котельных установок или отход гипсового производства 1,5-2,5 %, отходы бурения – остальное.

Для повышения экологической безопасности отходов бурения нефтегазовой скважины использование следующего метода может быть эффективным. Снятие плодородного слоя почвы и складирование ее во временные отвалы на период строительства скважины, отрывку земляного котлована, возведение по его периметру обвалования, гидроизоляцию дна и стенок котлована, складирование отходов бурения в образовавшемся амбаре, расслоение в амбаре отходов бурения на загущенную и осветленную фазы, удаление из амбара осветленной жидкой фазы, введение в загущенную фазу отходов бурения консолидирующего материала и их перемешивание, обезвреживание загущенной фазы отходов путем отверждения, засыпку минеральным

грунтом, возврат из временных отвалов и равномерное распределение плодородного слоя почвы на минеральный грунт. На предпроектной стадии строительства скважины устанавливаются по данным инженерно-геологических изысканий литологический разрез буровой площадки, на стадии проектирования строительства скважины осуществляют аналитический расчет объема земляного амбара, предусматривающий увеличение объема амбара по отношению к планируемому объему складываемых в нем отходов: на 15-20% – для отходов эксплуатационного бурения и на 25-35% – для отходов разведочного бурения, а при выборе геометрических размеров учитывают минимально допустимое расстояние между дном амбара и наивысшим уровнем грунтовых вод, а также минимально допустимую глубину верхнего слоя планируемых к захоронению отверженных отходов. Перед обезвреживанием осуществляют в лабораторных условиях выбор консолидирующего материала и подбор его соотношения с массой отверждаемых отходов, обеспечивающие получение механической прочности отверженной смеси на сжатие до 0,2 МПа через 28 суток после введения консолидирующего материала, а засыпку минеральным грунтом отверженных отходов произвести на глубине их верхнего слоя [2].

Для предотвращения образования токсичных отходов кустового бурения скважин, повышения экологической безопасности процесса захоронения буровых отходов можно в способе рекультивации шламового амбара, включающем освобождение амбара от жидкой фазы отработанного бурового раствора, засыпать оставшиеся отходы бурения минеральным грунтом, провести планировку территории, перед освобождением определить концентрации загрязняющих веществ в отработанном буровом растворе, довести содержание загрязняющих веществ в растворе до значений ниже предельно допустимых концентраций, а освобождение произвести путем выпуска жидкой фазы через проем обвалования шламового амбара на рельеф болотистой местности.

Еще одним из путей решения проблемы является замена амбаров металлическими емкостями и контейнерами с последующим вывозом отходов для захоронения на специальных полигонах или переработки для дальнейшего использования. Например, обезвоженный и обезвреженный буровой шлам можно использовать для обваловки кустовой площадки или для прокладки дорог при затруднениях подвоза строительных материалов, что даст большой экономический эффект в условиях крайнего Севера и Дальнего Востока. Также возможно использование различных химических компонентов, содержащихся в перерабатываемой смеси.

Отходы предлагается собирать в контейнеры. По мере заполнения контейнеров отходы вывозить на шламовозах на заводы по регенерации отходов. Переработка отходов бурения скважины непосредственно на буровой экономически не оправданно, а создание одного завода для группы кустов сделало бы проект более реалистичным и выполнимым.

Но существует проблема примерзания шлама в зимнее время. Для наиболее полного заполнения контейнеров и шламовозов необходимо, чтобы каждая частица шлама примерзла отдельно друг от друга. Для этого можно использовать вибрирующие емкости. Тогда поступающий из скважины шлам за какое-то время будет промерзать отдельно друг от друга. А далее, при погрузке и транспортировке, вибрация уже не требуется.

Экономический эффект от применения безамбарного метода бурения с последующей утилизацией бурового шлама на территории деятельности ЗСФ «БК «Евразия» составил 286573 тыс. руб. Экономии получаем за счет снижения затрат на использование шламовозов, на строительство, ремонт и рекультивацию амбаров, снижения затрат на захоронение отходов бурения путем их переработки с получением чистой воды, пригодной для повторного использования на буровой для технических нужд [1].

Литература

1. Данные по практике «Буровая компания «Евразия»
2. Сайт Федеральной службы по интеллектуальной собственности: <http://www1.fips.ru>
3. Хаустов А.П., Редина М.М. Охрана окружающей среды при добыче нефти. – М.: Дело. 2006. – 552 с.

АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ПРИЧИН ИЗНОСА УЗЛОВ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ПРИ СООРУЖЕНИИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А. А. Байбулатов

Научный руководитель ассистент А.В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При разработке продуктивных пластов нефтегазовых месторождений актуальной остается проблема сооружения горизонтальных, наклонно-направленных, многозабойных скважин. Сооружение таких скважин позволяет добиться увеличения дебита, нефтеотдачи пласта, нормализации пластового давления, а также уменьшения обводненности нефти. Но даже небольшие неточности в сооружении горизонтального ствола могут привести к большим материальным затратам. Поэтому сооружение горизонтальных скважин требует особого внимания к качеству проведения процессов.

Целью данной работы является выявление причин износа узлов ГЗД, исходя из анализа влияния конкретного агента на износ конкретного узла в двигателе.

Особенно важным фактором в последние годы является использование ГЗД для сооружения наклонно-направленных скважин, с помощью которых бурится большинство скважин исходя из общего объема.

Для качественной работы турбобура при сооружении наклонно-направленных скважин используются формулы которые оценивают энергетические характеристики двигателей в зависимости от параметров режима бурения. А именно:

- тормозной момент $M_T = k_M \cdot m \cdot G$,
- где k_M – коэффициент запаса крутящего момента,
- m – удельный момент на долоте,
- G – осевая нагрузка на долото.
- рабочий момент:
 $M = m \cdot G$;
- диаметр забойного двигателя.

На практике в последние годы применяются забойные двигатели как правило диаметрами 240, 195, 172 мм. При бурении под направление и кондуктор используются двигатели диаметром 240 мм. Для сооружения эксплуатационной колонны применяют двигатели диаметром 195 мм и 172 мм.

На основе расчета по вышеприведенным формулам для забойных двигателей применяемых на месторождениях Западной Сибири, было установлено что, энергетические характеристики двигателей соответствуют данным геологическим условиям и параметрам режима бурения.

Возникает вопрос, почему нет методики расчета учитывающей износ забойного двигателя для конкретных условий в скважине?

В таблице приведен список основных причин ремонта ГЗД при наклонно-направленном бурении.

Таблица

Основные причины ремонтных работ ГЗД

Тип гидравлического забойного двигателя	Описание ситуации	Причины износа
Турбобур	просадка валов турбобура, снижение приемистости двигателя при нагрузках [2]	некачественная сборка турбинных и шпиндельных секций [2];
	остановка турбобура при бурении [2]	1) чрезмерное увеличение нагрузки на долото, перегрузка турбобура; 2) значительное уменьшение количества рабочей жидкости, подаваемой в турбобур из-за неполадок в насосах или утечек в бурильной колонне, т.е. снижение давления, регистрируемого манометром [2];
	турбобур не принимает нагрузку (резкое уменьшение осевой нагрузки на долото по сравнению с приложенной ранее, при которой турбобур останавливается) [2]	1) заклинивание долота; 2) роторы соприкасаются со статорами вследствие сверх допустимого износа деталей осевой опоры или ослабления резьбовых соединений, закрепляющих систему роторов или систему статоров [2];
	турбобур не запускается на устье при давлении незначительно превышающим рабочее (вал свободно вращается при приложении момента до 20 кгс*м [2]	значительный перепад давления на долоте - большое сопротивление в осевой опоре шпинделя и дополнительное сопротивление трения в резинометаллической пяте [2];
	резкое повышение давления в нагнетательной линии [2]	засорение турбобура [2];
Турбобур	резкое падение давления в нагнетательной линии [2]	поломка бурильных труб или срыв резьбовых соединений корпусов и переводников [2];
	энергетические потери [3]	1) трение в осевой и радиальных опорах шпинделя и турбинных секций, в уплотнительных элементах вала шпинделя, между ободами и ступицами турбин, а также в результате эрозионного и механического износа проточной части турбины и перепада давления при протекании бурового раствора в переходах между секциями и в полумуфте шпинделя [3]; 2) повышенная шероховатость поверхности лопаток, образование чрезмерного количества недоливов и раковин [3]; 3) отклонение геометрических форм лопаточного

		венца от заданных [3];
	остановка турбобура [3]	1) нелинейный рост момента сопротивления на долоте и в опорах турбобура при увеличении осевой нагрузки и снижении частоты вращения; 2) низкочастотные колебания момента сопротивления из-за вибраций и неравномерной подачи бурильного инструмента; 3) перемежаемость разбуриваемых горных пород по твердости [3];
	повышение вибрации [3]	наличие люфта в осевой опоре [3];
	износ осевой опоры [3]	деформация резиновой обкладки вследствие высокой температуры и динамических, статических напряжений [3];
	остановка турбобура [3]	зашламование роторов и статоров [3].
Винтовой забойный двигатель	двигатель не запускается, на роторе есть реактивный момент, во время расхаживания заметны «посадки» и «затяжки» бурильного инструмента, при этом двигатель запускается, давление в манифольде резко падает и вновь также резко поднимается до тормозного [2];	1) Заклинило долото или калибратор в суженной части ствола, в резко искривленном участке ствола и т.д.; 2) на забое посторонние металлические предметы [2];
	двигатель в скважине не запускается, давление превышает допустимое (порыв мембраны); отсутствие реактивного момента на роторе [2];	прорыв мембраны; зашламован двигатель (не проводились промежуточные промывки при спуске колонны); разрушена обкладка статора под действием высокой забойной температуры вследствие некачественного изготовления [2];
	снижение механической скорости проходки, двигатель часто останавливается, при этом повышается давление [2];	1) большой износ рабочих органов; 2) недостаточная производительность буровых насосов (промыт поршень, клапан и т.д.); 3) промыт буровой инструмент, переливной клапан и т.д. [2];
	снижение крутящего момента на выходном валу и уменьшение нагрузочной способности двигателя [4];	уменьшение радиального натяга вследствие износа поверхностей рабочих органов [4];
	повышенная интенсивность износа ротора и статора [4];	несоответствие запроектированной величины осевой нагрузки уменьшенному вследствие снижения радиального натяга, текущему значению крутящего момента выводит режим эксплуатации двигателя за пределы оптимального [4];
	снижение рабочего перепада давления, уменьшение крутящего момента, снижение нагрузочной способности двигателя [5].	1) износ рабочей секции; 2) использование в качестве рабочей жидкости для ВЗД плохо очищенного или утяжеленного бурового раствора [5].

Анализ причины износа узлов забойных двигателей, позволяет сделать вывод что, наибольшему износу у турбобуров подвержены:

- 1) Вал турбобура;
- 2) Ступени турбобура;
- 3) Опоры турбобура (осевые, радиальные);

- 4) Резиновые обкладки.
Для винтового забойного двигателя таковыми деталями являются:
 - 1) Обкладка статора;
 - 2) Ротор;
 - 3) Статор.

Можно предположить, что схожесть повреждений в ряде случаев обусловлена работой в агрессивных условиях. Причем, агрессивность условий для ротора, статора ВЗД и опор турбобуров выражаются не только в составе и свойствах бурового раствора, но и в пространственном положении двигателя. Существуют предположения, что аномальный асимметричный износ некоторых деталей (чаще всего опор и роторов ВЗД) может быть обусловлен именно неподготовленностью двигателя к работе с данными зенитными и азимутальными углами.

Резюмируя вышесказанное можно сделать вывод о том, что в настоящее время не существует конкретной методики, которая отражала бы наработку на отказ забойного двигателя в зависимости от величины зенитного и азимутального углов, а также интенсивности их изменения. Проведенный анализ демонстрирует, что именно эти параметры могут являться причиной аномального износа опор и других деталей двигателя. Таким образом, в контексте работы можно выделить следующие направления: разработка научно обоснованной методики оценки наработки на отказ забойных двигателей в зависимости от условий эксплуатации; разработка предложений по усилению деталей двигателей, наиболее подверженных износу при сооружении наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

Литература

1. Галимуллин Т. Г. (МПВ – 03), Сулейманов Р. И. Усовершенствование шпиндельной секции турбобура типа ТСШ. Материалы 36-й научно-технической конференции молодых учёных, аспирантов и студентов: в 3 т. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2009. – Т.3. 243 с.
2. Справочник специалиста ЗАО «ССК» [электронное пособие] / ЗАО «Сибирская Сервисная компания». – 2005.
3. Симонянц С. Л. Научное обоснование целевой модернизации техники и технологии турбинного бурения: Автореферат дисс. Доктора тех. наук – Тюмень: Тюменский гос-ный нефтегазовый университет, 2004. – 41 с.
4. Карапетов, Р.В. Повышение эффективности бурения скважин за счет увеличения моторесурса винтовых забойных двигателей // НТЖ «Нефтепромысловое дело», 2007. – №10. – С. 45-48.
5. Бекетов С. Б., Карапетов Р.В. Совершенствование конструкций винтовых забойных двигателей – одно из направлений повышения эффективности строительства и ремонта скважин // Горный информационно-аналитический бюллетень.-2007, №10. – С. 77-83.
6. Фуфачев О., Голдобин Д., Плотников В., Хохлов В., Трапезников С.. Новые конструкции статоров винтовых забойных двигателей производства ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент // Бурение и нефть. – М., 2010. – №. 6 – С. 48-50.

АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ПРОБЛЕМ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

А.С. Бубнов¹, И.А. Бойко¹, А.В. Епихин², А.В. Ковалев²

НИИТЭК «ТПУ-Бурение»¹, г. Томск, Россия

Национальный исследовательский Томский политехнический университет², г. Томск, Россия

В настоящее время существует острая проблема некачественного строительства скважин. Под понятием «качество строительства нефтегазовых скважин» понимается способность скважины в течение проектной продолжительности ее жизни давать безводную продукцию с проектными дебитами. Соблюдение вышеуказанных условий, в большей мере, зависит от эффективности цементирования скважины и долговечности крепи.

По оценкам специалистов 25 % законченных строительством скважин имеют некачественное цементирование, которое связывают с особенностями геолого-технологических условий бурения, увеличением глубины скважин, увеличением числа наклонных и горизонтальных скважин, переходом открытых и осваиваемых месторождений на вторую, третью стадию разработки. В [2] автор утверждает, что основной причиной некачественного цементирования является нарушение или невыполнение требований проектных решений по креплению скважины. В результате появляются заколонные перетоки и флюидопроявления, происходит преждевременное обводнение скважины, увеличиваются сроки и стоимость строительства, появляется необходимость в проведении ремонтных работ, снижается эффективность эксплуатации скважин и экологическая безопасность. К тому же при бурении геологоразведочных скважин некачественное цементирование приводит к получению неправильной информации об изучаемом пласте, так как в него поступают посторонние примеси.

Установлено, что при цементировании заколонного пространства в интервале продуктивного пласта его продуктивность уменьшается в 2 раза, что связано со следующим [2]:

- проникновение фильтрата тампонажного раствора в поры коллектора;
- цементирование микро и макротрещин пластов, служащих каналами фильтрации;
- увеличением фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне за счет наличия цементного кольца.

Известно, что при условии полного использования возможностей продуктивных пластов (если бы добывающие способности скважин не ограничивались возможностями применяемой технологии их

строительства) добыча нефти и газа на одну скважину была бы в 2 - 4 раза больше в зависимости от геологических условий [3].

Одним из способов уменьшения проникновения фильтрата тампонажных растворов в пласт является уменьшение репрессии, например, использование облегченного тампонажного раствора. Также известен способ временного блокирования интервала продуктивного пласта с применением специальных блокирующих жидкостей с наполнителем перед цементированием. Причем в работах [4, 5] указывается о применении в качестве блокирующей жидкости пены. Пена обладает большей по сравнению с тампонажным раствором вязкостью (движение тампонажного раствора к пласту останавливается вследствие роста гидравлических сопротивлений) и плохо проникает в пористую среду.

Загрязнение продуктивного пласта можно значительно снизить правильным подбором рецептуры тампонажного раствора. Многообразие различных условий не позволяет в настоящее время разработать универсальную рецептуру тампонажного раствора, способную максимально сохранить естественную проницаемость горных пород, слагающих призабойную зону. Поэтому в зависимости от конкретных условий в стволе скважины требуется свой подход к подбору состава тампонажного раствора.

Наиболее перспективным способом предупреждения загрязнения продуктивных пластов при их креплении является снижение водоотдачи и увеличение седиментационной устойчивости тампонажных материалов. Как альтернативный вариант в работах [6, 7] проведено изучение возможности применения промышленно выпускаемых типов латекса для гидроизоляции пластов.

В последние годы, как наиболее активные понизители водоотдачи, хорошо зарекомендовали себя органические высокомолекулярные полимеры. Они действуют как закупоривающие материалы, задерживаясь между частицами цемента, за счет создания мостичных связей между частицами цемента. Образование таких связей существенно упрочняет коллоидную структуру тампонажного раствора. Наиболее эффективными добавками, понижающими водоотдачу, оказывают органические полимеры при концентрации их около 1 % в цементных растворах всех видов. Широкое применение нашли различные виды полисахаридов [8, 9, 10], акриловые полимеры [11, 12], поливиниловые спирты [13, 14], полиэтиленоксид [15] и комплексные реагенты [16].

Котельников В.А. и др. [17] разработали и успешно апробировали полимерцементный тампонажный состав, содержащий две добавки: растворимый в воде полимер лигносульфонатного типа – CFL-117 и водополимерную систему поли-N-виниламида – конкрепол. Первая является понизителем водоотдачи, а вторая – увеличивает адгезию цементного камня к металлу обсадной колонны и к породе коллектора.

К сожалению, многие из применяемых реагентов, при неправильном выборе концентрации, обладают отрицательными побочными эффектами, заключающимися в загущении раствора и ухудшении свойств полученного камня. Эти негативные явления могут усиливаться при смешивании химических обработанных промысловых и тампонажных растворов, поскольку применяемые реагенты могут влиять на скорость твердения цементных растворов.

Именно разработка новых полимерных добавок для тампонажных смесей является первым проектом, осуществляемым научно-исследовательской лабораторией «Буровые промысловые и тампонажные растворы» с предполагаемой датой аккредитации: март 2012 г. Для проведения многофакторных опытов, позволяющих максимально воссоздать скважинные условия, было закуплено специализированное лабораторное оборудование, представленное в основном приборами американской компании OFITE, в число которых входят следующие приборы: анализатор миграции флюидов газа в цементном растворе, ультразвуковой анализатор цемента, анализатор водоотдачи цемента в динамических условиях, консистометр высокого давления и температуры, прибор для определения набухаемости глинистых сланцев, прибор для определения прихватоопасности и др.

В рамках проекта поставлены нижеследующие задачи:

Обоснование требований к тампонажным материалам для сохранения коллекторских свойств пласта, поиск и исследование новых эффективных полимерных добавок для снижения водоотдачи цементных растворов.

Разработка альтернативных рецептур тампонажных полимерных растворов различной плотности с пониженной водоотдачей.

Разработка технологии применения тампонажных растворов с пониженной водоотдачей.

Опытно-промышленные испытания новых тампонажных материалов и оценка их эффективности.

Внедрение разработанных рецептур для крепления промежуточных и эксплуатационных колон.

Основными конкурентами научно-исследовательской лаборатории являются компании, разрабатывающие новые тампонажные растворы: НПО «Бурение», ЗАО «Полиэкс», ООО «ПСК «Буртехнологии», ООО НПК «ЭКСБУР-К», ООО НПК «Геотехнологии», ООО «Новатор» и др.

Для научно-технологической поддержки внедрения результатов НИОКР предлагается создать совместный «Центр исследований и разработок технологий ТЭК» («R&D oil&gas IT-Center») в формате частно-государственного партнерства.

Рассматривая перспективы развития вышеописанного проекта можно отметить, что все же основными конкурентами в разработке добавок для тампонажных растворов являются именно зарубежные производители и научные организации. Хотя первым и основным недостатком их продукции является высокая стоимость. Кроме того, постоянное развитие техники и технологии бурения так и не позволило им создать универсальные и максимально эффективные добавки. Таким образом, подчеркивается актуальность и перспективность работ в обозначенном направлении.

Литература

1. Федоров В.Н., Котельников С.А., Дюсюнгалиев М.А. Разработка методики расчета показателей качества крепления нефтяных и газовых скважин. // Бурение и нефть. – 2010. – № 4. – С. 14-16.
2. Кадыров Р. Р. Методы ограничения водопритока при строительстве и эксплуатации скважин. // Диссерт...доктора техн. наук. Бугульма. – 2009. – С. 387.
3. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учеб. пособие для вузов. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр". - 2002. - 632 с.
4. Гасумов Р.А. Особенности заканчивания скважин в условиях аномально низких пластовых давлений // Успехи современного естествознания. – 2008. - № 6. – С. 76-78.
5. Василенко И.Р., Сенатов В.В. Повышение качества крепи скважин в осложненных условиях Р-С залежи Усинского месторождения.//Бурение и нефть. – 2010. - № 12. – С. 32-34.
6. Церажков П.И., Крупин С.В., Файзутдинов Ф.Ш. Латексы и полиоснования как основы потокоотклоняющих технологий в нефтедобыче// Вестник Казанского технологического университета. – 2010. – № 10. – С. 317-322.
7. Хлебников В.Н., Зобов П.М., Антонов С.В., Гущина Ю.Ф., Мишин А.С., Винокуров В.А. Использование латекса для повышения качества крепления скважин в условиях Крайнего Севера // Башкирский
8. Лышко Г.Н. Обзор современных материалов для приготовления буферных жидкостей, буровых и тампонажных растворов. //Бурение и нефть. – 2009. – № 3. – С. 30-32.
9. Пат 2191251 РФ, МПК E21B33/138. Тампонажный раствор (варианты). / Кузнецова О.Г.; Татауров В.Г.; Чугаева О.А – № 2001114177/03; заявл 23.05.2001; опубл. 20.10.2002.
10. Стрижнев В.А., Корнилов А.В., Никишов В.И., Уметбаев В.Г. Анализ мирового опыта применения тампонажных материалов при ремонтно-изоляционных работах. //Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 4. – С. 28-34.
11. адыров Р.Р. Взаимодействие сополимеров акриловых кислот в пористой среде с электролитами при изоляции вод в нефтяных скважинах // Дисс. на соискание уч. степени канд. техн. наук. – 1986. – С. 160.
12. Перцева Г. В., Зубков. В. И., Мосиенко В. Г. Тампонажные растворы с добавкой поливинилового спирта. // Тезисы жокл. IV конф. "Формирование и работа тампонажного камня в скважине". Краснодар. – 1987 – С. 101.
13. Гейхман М. Г. Разработка и совершенствование технологий ремонта газовых скважин в условиях пониженных пластовых давлений и интенсивного обводнения залежей. // Диссерт. ... кадит. техн. наук. Тюмень. – 2005. – С. 199.
14. Пат. 2319722 РФ. Полимерцементный тампонажный раствор для нефтяных и газовых скважин. Котельников В.А., Давыдкина Л.Е., Путилов С.М., Ангелопуло О.К., Никитин В.Н.; заявл. 22.06.06; опубл. 09.01.08.
15. Ашрафьян М. О., Куксов. А. К., Гринько. Ю. В., Меденцев. В. М. Комплексные реагенты для обработки тампонажных растворов. // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 7. – С. 11-12.
16. Пат. 2179231 РФ, МПК E21B33/138. Комплексный реагент для тампонажных растворов. / Казаков В.А.; Куксов А.К.; Новохатский Д.Ф.; Рябова Л.И. – № 2000109983/03, заявл. 18.04.2000, опубл. 10.02.2002.
17. Котельников В.А., Давыдкина Л.Е., Путилов С.М., Ангелопуло О.К., Никитин В.Н. Полимерцементный тампонажный состав для разобщения пластов в эксплуатационных скважинах. //Бурение и нефть. – 2009. – № 1. – С. 30-33.

ЗАДАЧИ, ВОЗЛАГАЕМЫЕ НА БУРОВОЙ РАСТВОР В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННОЙ СЛОЖНОСТИ, И МЕХАНИЗМЫ ИХ РЕШЕНИЯ. ТЕХНОЛОГИЯ ВЫБОРА БУРОВОГО РАСТВОРА

К.В. Бузанов

Научный руководитель старший преподаватель Л.Н. Нечаева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г Томск, Россия

Немаловажная роль в процессе бурения отводится буровым растворам. Следует с особым вниманием отнестись к процедуре выбора бурового раствора и анализу тех проблем, которые этому раствору придется решать. Выделим наиболее существенные проблемы и возможные осложнения и рассмотрим причины их возникновения.

Сначала рассмотрим осложнения, возникающие в результате нарушения целостности стенок скважины. Характерными осложнениями такого рода являются осыпи, обвалы и набухание.

Основными мерами предупреждения и ликвидации обвалов (осыпей) являются:

- 1) бурение в зоне возможных обвалов (осыпей) с промывкой буровым раствором, имеющим минимальный показатель фильтрации и максимально возможно высокую плотность;
- 2) избегать значительных колебаний плотности бурового раствора;
- 3) перед подъемом буровой колонны утяжелять раствор, доводя его плотность до необходимой, если в процессе бурения произошло ее снижение.

Для предупреждения и ликвидации набухания рекомендуется применять утяжеленный буровой раствор, в фильтрате которого содержатся химические вещества, способствующие увеличению предельного напряжения сдвига, а также степени и давления набухания;

При прохождении высокопластичных пород (глин, глинистых сланцев, песчаных глин, аргиллитов, ангидрита или соляных пород), склонных под действием возникающих напряжений деформироваться со временем, проявляется такое свойство, как ползучесть. Основной мерой предупреждения и ликвидации ползучести касательно растворов является – разбуривание отложений, представленных породами, склонными к ползучести, с промывкой утяжеленными глинистыми растворами.

При прохождении соляных пород возможно их растворение. При небольшой мощности неоднородных солей основной мерой предупреждения их растворения является максимальное форсирование режима бурения с

последующим спуском колонны и ее цементированием. При большой мощности неоднородных солей наиболее надежное средство предотвращения их интенсивного растворения – бурение с применением безводных буровых растворов. Хорошие результаты дает использование солестойких буровых растворов и растворов, приготовленных из палыгорскита.

Рассмотрим теперь распространенный тип осложнений – газонефтеводопроявления. Чтобы предотвратить выброс, гидростатическое давление столба жидкости в скважине должно быть на 5-10 % выше пластового, в зависимости от глубины скважины. Избыточное давление на пласт достигается применением утяжеленных глинистых растворов. При утяжелении глинистого раствора обращают внимание на вязкость, сохраняя ее по возможности минимальной.

Поглощение бурового раствора – это осложнение в скважине, характеризующееся полной или частичной потерей циркуляции бурового раствора в процессе бурения. Поглощение промывочной жидкости объясняется, во-первых, превышением давления столба жидкости в скважине над пластовым давлением (чем больше эта разность, тем интенсивнее поглощение) и, во-вторых, характером объекта поглощения. В существующих методах предупреждения и ликвидации осложнений в скважине при различной интенсивности поглощений или полном прекращении циркуляции бурового раствора выделяются следующие основные направления: закачка в скважину порции азрированной жидкости, применение кольматантов, использование полимеров, которые будут создавать непроницаемую корку в интервале поглощения.

На производстве необходимо учесть все факторы, вызывающие осложнения и выбрать наиболее подходящий способ их предотвращения. Чтобы наилучшим образом выбрать способ предотвращения осложнений, необходимо проанализировать всевозможные варианты промывочных систем, которые предлагаются на рынке. Каждый раствор отличается от другого по своему составу и свойствам, поэтому и механизм выполнения задач, возлагаемых на раствор, различный [3].

Так, при бурении эксплуатационных скважин на Казанском месторождении в 2011 году компанией MI-SWACO, для интервала от 1000 метров и глубже, был выбран КС1-полимерный раствор, учитывающий проблемные интервалы (*Покурская и Киялинская глины*) бурения и последствия, которые могут возникнуть при разбуривании таких интервалов. В интервале Покурской и Киялинской свит наиболее вероятны поглощения бурового раствора. Также при прохождении интервала Покурской свиты велика вероятность возникновения осыпей и обвалов.

Механизм предотвращения перечисленных осложнений основывался на соблюдении следующих требований:

- поддержание на достаточном уровне концентрации реагентов ингибитора и инкапсулятора;
- контроль над содержанием активной твердой фазы;
- контроль содержания карбонатного кольматанта. Не допускать снижение последнего компонента за счет работы центрифуги или разбавления ниже программных значений;
- при подходе к кровле Тарской свиты провести ряд мероприятий, направленных на улучшение смазывающей способности раствора, снижение содержания в растворе выбуренной активной твердой фазы, стабилизацию концентраций карбонатного кольматанта. Это связано с тем, что в интервале Тарской свиты возможны сужения стенок ствола скважины.

В итоге, необходимо выполнять поинтервальные рекомендации по промывке скважины и обработке раствора:

- при забурировании удельный вес раствора из-под башмака кондуктора не менее $1,12 \text{ г/см}^3$, содержание твердой фазы до 30 кг/м^3 . Максимальные значения удельного веса $1,16 \text{ г/см}^3$ должны быть достигнуты к кровле Киялинской свиты так как при прохождении этого интервала возможны водопроявления;
- в интервале Алымской свиты не допускать продолжительных промывок и колебаний удельного веса раствора, поскольку глины данной свиты обладают низкой механической прочностью и высокой концентрацией микротерщин;
- при бурении юрских отложений каждые 150 – 200 м прокачивать кольматирующие пакки. Это связано с тем, что бурение в этих отложениях ведется в зоне АВПД и необходимо предотвращение самопроизвольного выброса;
- исключить излишние промежуточные промывки с долотом PDC в интервалах неустойчивых и проницаемых отложений покурской, алымской, тарской свит [1];

Предложенные рекомендации по предотвращению осложнений доказали свою эффективность, однако выбранный раствор оказался достаточно дорогостоящим и выполнение вышеприведенных указаний является очень трудоемким процессом. При более детальном анализе существующих промывочных систем может быть произведен наиболее оптимальный выбор. Исходя из предложенных рекомендаций и возможных осложнений, данным условиям бурения соответствуют гидрофобизирующие и силикатные ингибирующие растворы. Примерами таких систем являются система WEL-DRILL S – система на основе силикатов для улучшения ингибирования и увеличения устойчивости ствола скважины и буровой раствор «СИЛИК» – гидрофобизирующая система на водной основе, для бурения неустойчивых глинистых отложений [2].

Литература

1. Арсланбеков А.Р., Севедин Н.М., Соловьев С.Г., Мосин В.А., Королев А.В. Устойчивость глин разных стадий литогенеза на Юрхаровском месторождении при бурении скважин на растворах на углеводородной основе // Бурение и нефть. – 2011. – №3 – с. 50-54.
2. Электронный ресурс, URL :<http://www.exbure.ru/>, «Гидрофобизирующий буровой раствор Силик»

3. Электронный ресурс, URL :<http://aisteco.ru/>, «Аварии в бурении, их предупреждение и методы ликвидации»

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ

Р.И. Ганиев

Научный руководитель профессор С.К. Мустафин

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

Потенциальные запасы нефти на шельфе морей в России оцениваются в 13 млрд. т, газа – 52 трлн. м³. Истощение сырьевых ресурсов нашей планеты значительно повышает интерес к запасам полезных ископаемых в арктических зонах.

При строительстве скважин в арктических зонах основными видами воздействия на окружающую среду являются выбросы в атмосферу, сбросы в морскую среду, ее тепловое и шумовое загрязнения.

Главным источником экологической опасности при бурении является наличие в используемых промысловых средах и их отходах веществ, вызывающих активизацию химико-физических процессов в атмосфере, гидросфере, геосфере и биосфере.

Вопрос правового регулирования загрязнения морской среды в настоящее время актуален в связи с принятием Федерального закона “О техническом регулировании”, в рамках которого предусмотрена разработка специальных технических регламентов, в том числе, по вопросам экологической безопасности.

Для выполнения требований экологического законодательства циркуляция промысловой жидкости в процессе бурения должна быть организована по замкнутому циклу. В этом случае обращение промысловой жидкости и технологических отходов бурения ограничено циркуляционной системой буровой установки и системой размещения технологических отходов бурения.

В практике бурения скважин во льдах используются низкотемпературные углеводородные жидкости, содержащие различного рода утяжелители, водные растворы спиртов и сложные эфиры. Углеводородные жидкости представляют собой сложные смеси ароматических углеводородов, нафтенов, олефинов и парафинов.

Применение этиленгликоля, этилового спирта и n-бутилацетата связано с растворением образующегося в процессе бурения ледяного шлама или расплавленной воды. Использование этиленгликоля, этилового спирта и n-бутилацетата в промысловых жидкостях вызывает осложнения при спуско-подъемных операциях.

Углеводороды и содержащие в них вещества, водные растворы спиртов и сложные эфиры при превышении пороговой концентрации оказывают сильное отравляющее действие на различные формы жизни, поражение нервной системы, вызывает головные боли и проблемы в почках.

Приведенный выше краткий обзор промысловых жидкостей показал, что ни одна из используемых жидкостей не удовлетворяет требованиям экологически безопасного бурения скважин во льду. Поэтому предложено учёными использовать низкотемпературные полиметилсилоксановые соединения (ПМС-р), относящиеся к классу кремнийорганических жидкостей, которые характеризуются низкой температурой застывания, обладают гидрофобностью и физико-химической инертностью, сохраняют текучесть в широком интервале температур, абсолютно нетоксичны и безопасны по отношению к различным формам жизни. Особая актуальность проблемы выбора экологически чистой промысловой жидкости связана с открытием озер под ледниковым покровом Антарктиды.

Шумовое загрязнение быстро вызывает нарушение естественного баланса в экосистемах, в связи с этим некоторые животные начинают издавать более громкие звуки, ещё сильнее нарушая равновесие в экосистеме. Одними из самых известных случаев ущерба, наносимых шумовым загрязнением природе, являются многочисленные случаи, когда киты в арктических зонах выбрасывались на берег, теряя ориентацию из-за громких звуков работы оборудования на море.

Тепловое загрязнение характеризуется выбросами в атмосферу нагретых отработанных газов и воздуха.

Для снижения экологического загрязнения в арктической зоне нужно создавать малоотходные производства, в которых выбросы вредных веществ не превышали предельно допустимых концентраций (ПДК), использовать новые технологии и материалы, комплексную переработку сырья, экологически чистые виды топлива.

Литература

1. Человек и среда его обитания. Хрестоматия. Под ред. Г.В. Лисичкина и Н.Н. Чернова. М., Мир, 2003.
2. Опаловский А.А. Планета Земля глазами химика. М., Наука, 1990.
3. Электронный ресурс, URL: <http://ru.wikipedia.org/wiki/>, «Шумовое загрязнение»
4. Экологические проблемы бурения и исследования скважин в Антарктиде. Под ред. Талалай П.Г. и Чистяков В.К. М., Мир, 2003.

**ОСОБЕННОСТИ СООРУЖЕНИЯ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ БУРЕНИЕМ НА
ОБСАДНЫХ ТРУБАХ****Е.Ю. Каминский**

Научные руководители ассистенты А.В. Епихин, А.В. Ковалев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В современном бурении высокими темпами развиваются различного рода технологии, которые направлены на повышение технико-экономических показателей, профилактики различного рода аварий и осложнений. Причиной работы в данном направлении также является и общее ухудшение геологических условий сооружения скважин, а также увеличения доли трудноизвлекаемых углеводородов. Одной из перспективных технологий в последнее время является сооружение скважин бурением на обсадных трубах.

Бурение по обсадной трубе используется в тех случаях, когда сооружение скважины происходит в неустойчивых (сыпучих или увлажненных) породах или с прослойками такой породы. Защита боковых стенок скважины осуществляется инвентарной обсадной трубой, оснащенной башмаком – "коронкой", укрепленной твердым сплавом. Чаще используется опережающее бурение, когда шнек бурит скважину, опережая обсадную трубу на 0,5-1 метр, после чего труба осаживается с вращением, либо задавливается зажимным хомутом. По достижении заданной глубины бурения, шнековая колонна извлекается из скважины. В скважину, находящуюся под защитой инвентарной обсадной трубы, подается раствор, погружается каркас, после чего обсадная труба извлекается.

Первый опыт бурения скважины с использованием обсадных труб был в конце 1970-х годов в Советском Союзе. Смена долота и забойного двигателя без подъема труб впервые в мире была осуществлена в СССР (разработка ВНИИБТ, Москва). Но в последнее время особого успеха в сооружении скважин с применением данной технологии достигли именно зарубежные компании, такие как Weatherford и Tesco, которые имеют на данный момент и богатый опыт работы на территории России (ХМАО) [3-4].

Основной причиной применения данной технологии все же можно назвать ухудшение общих горно-геологических условий бурения. По мере старения пласта в процессе эксплуатации скважин появляется всё больше осложнений – от истощенных пластов с переменным давлением до проблем со стабильностью ствола скважины. Борьба с этими осложнениями увеличивает общее время бурения скважины на 10-20 процентов. Кроме того, традиционные методы борьбы с потерей циркуляции, такие как присадки к буровому раствору, зачка цементных пробок, цементирование и смолы, могут потребовать дополнительное время, окажутся дорогостоящими и часто еще и неэффективными.

Помимо геологических проблем можно выделить и технологические предпосылки применения описываемой технологии. Спускоподъемные операции бурильных труб вызывают перепады давления и эффект свабирования в стволе скважины. Перепады давления могут привести к потере циркуляции из-за разрыва проницаемых или трещиноватых пластов. Снижаемое с помощью свабирования давление в стволе скважины может потенциально затянуть пластовые жидкости в ствол скважины и вызвать неустойчивость ствола. Обе эти проблемы могут потребовать значительных затрат времени и финансовых средств.

Система бурения обсадными трубами *DwC* предлагает одну из нескольких альтернатив. Эта система устраняет необходимость выполнения СПО и использования КНБК, что, в свою очередь, ускоряет процесс бурения и снижает риск постоянного нахождения обсадной колонны на забое или около него. Система бурения обсадными трубами *DwC* упрощает конструкцию скважины, потенциально уменьшая диаметр кондуктора.

Области применения технологии бурения обсадными трубами:

- Диапазон условий применения – от очень мягких верхних пород и до глубоких эксплуатационных нефтегазовых коллекторов;
- Бурение направляющей колонной или кондукторами за одну СПО, что сокращает время простоя;
- Бурение обсадной колонной через осложнённые интервалы, такие как зоны потери циркуляции, переходные зоны и неустойчивые породы;
- Бурение хвостовиком через осложнённые интервалы;
- Бурение и одновременная установка цементных мостов в обсадной колонне, или использование других средств для изоляции зон с потерей циркуляции, переходных зон или в условиях неустойчивости ствола скважины;
- Расширение обсадных труб или хвостовиков в условиях неустойчивости ствола скважины, повышенной кавернозности пласта или в сильно набухающих и/или подвижных породах.

Преимущества при бурении обсадными трубами [1-2]:

- Уменьшает время простоев на графике бурения и сводит к минимуму затраты времени на борьбу с осложнениями в скважине (борьба с поглощением раствора или нестабильностью ствола скважины);
- Ускоряет выполнение программы бурения, как правило, на 30% и более, за счёт сокращения затрат времени на борьбу с осложнениями в скважине и уменьшения числа СПО на бурильной трубе и кабеле, а также соответствующего количества часов на промывку;
- Обеспечивает качественную очистку скважины с практически постоянной циркуляцией (непрерываемой для проведения СПО);
- Позволяет использовать буровые растворы с меньшим удельным весом (соответственно, с меньшей стоимостью), устраняя необходимость в дополнительных расходах, поскольку в этом случае

отсутствует потребность их подъема из скважины. Высокое качество ствола скважины и высокая эквивалентная плотность циркуляции (ЭПЦ) раствора также способствуют удержанию породы;

- Снижает проблемы с крутящим моментом, натяжением и промывкой ствола, улучшает качество ствола скважины. Устраняет возможность прихвата инструмента и прихвата труб, делая скважину более устойчивой;
- Делает ствол скважины менее искривленным и более концентричным, потенциально улучшая качество цементирования;
- Уменьшает степень повреждения породы пласта и повреждения в процессе заканчивания скважины;
- Позволяет производить спуск обсадной колонны и хвостовика до забоя скважины даже в осложненных условиях.

Требуемое оборудование для проведения технологических операций бурением на обсадных трубах

[2, 3]:

1. Наземная часть:
 - 1.1. Верхний привод;
 - 1.2. Система захвата и удержания обсадной трубы верхним приводом (как частный случай, использование специальной системы приема обсадных труб с мостков);
2. Подземная часть:
 - 2.1. Буровой башмак-разбуриваемое долото (см. рис. 1);
 - 2.2. Извлекаемая КНБК (с наличием телеметрической системы в составе для пространственной ориентации ствола, обратного клапана, центриатора/стабилизатора, приводной системы для передачи крутящего момента к обсадной колонне от верхнего привода);
 - 2.3. Оснастка колонны.

В общем виде компоновка оборудования для проведения работ по бурению на обсадной колонне представлена на рис. 2.

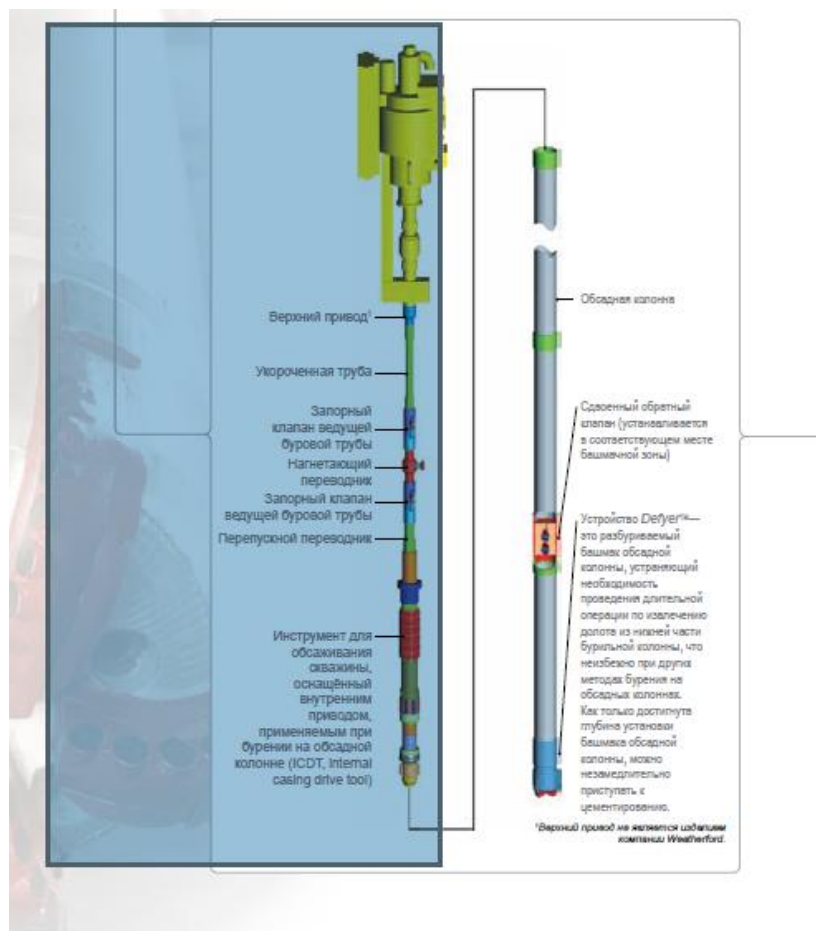


Рис.2. Компоновка оборудования для применения технологии «drill-with-casing»



Рис. 1. Разбуриваемые долота для применения технологии «drill-with-casing»

Резюмируя изложенную информацию можно сделать вывод о том, что технология «drill-with-casing» является весьма перспективной, обладает внушительным перечнем преимуществ перед бурением скважин по стандартной технологии, а также имеет широкий диапазон возможностей применения. К сожалению, широта применения этой технологии не соответствует перечисленным достоинствам – другими словами, объемы бурения с применением DwC в России – оставляют желать лучшего. Причиной этому может высокая стоимость оборудования и неподготовленность персонала отечественных буровых подрядчиков к работе с ним.

Литература

1. Андреев Н.Л. Технология бурения обсадными трубами интервалов многолетнемерзлых горных пород. Наука и техника в газовой промышленности, 2010, №4, с.6-11.
2. Михайличенко А.В. Инновационная технология Tesco – бурение на обсадной колонне Casing Drilling. Нефть. Газ. Новации, 2011, №12, с.34-40.
3. Электронный ресурс, URL: www.tesco.com
4. Электронный ресурс, URL: www.weatherford.ru

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОРШНЕВЫХ И ПЛУНЖЕРНЫХ БУРОВЫХ НАСОСОВ Е.Ю. Каминский

Научные руководители ассистенты А.В. Епихин, А.В. Ковалёв
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В нефтяной практике применяют различные типы насосов, но для промывки скважин при бурении в основном используются поршневые или плунжерные насосы. Это объясняется тем, что благодаря их конструктивным особенностям возможно качать загрязнённые реагентами и шламом промывочные жидкости. Кроме того, при резком повышении давления в нагнетательной линии (при осложнениях в скважине) они не прекращают работу.

С ростом глубины бурения значительно увеличиваются мощности буровых насосов. Освоены и намечаются к производству новые модели, отвечающие возросшим требованиям бурения. Буровые насосы непрерывно совершенствуются: повышаются надежность и долговечность, снижается масса и сокращаются материальные и трудовые затраты на их изготовление, эксплуатацию и ремонт. Это обусловило широкую номенклатуру моделей и модификаций буровых насосов, используемых в отечественной и зарубежной практике бурения эксплуатационных и разведочных скважин.

На основе анализа парка отечественных буровых насосов были выявлены основные требования к ним, которые отвечали бы запросам технологии и сооружения скважин и правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности:

Буровой насос должен по габаритам и весу соответствовать допустимым параметрам транспортировки без ограничений как по автомобильным дорогам так, и, в случае необходимости, вертолетом. Другими словами, его габариты не должны превышать: длина – 10 м, ширина – 2,5 м, высота – 3 м, а вес не должен быть более 18 т.

Буровой насос должен обеспечивать необходимые режимы бурения (давление и расход) без трудоемких и значительных по времени работ по замене рабочих пар. В настоящее время, чаще всего, регулирование давления и расхода осуществляется, как правило, путем замены пары "поршень - цилиндрическая втулка" на другой диаметр. Для решения этих задач, прежде всего, требовалось создать легкие и компактные насосы.

В настоящее время наибольшее применение получили двухпоршневые насосы двухстороннего действия и трёхпоршневые одностороннего действия.

Двухпоршневые насосы выполнены с двухсторонним действием поршней. В таких насосах жидкость перемещается в поршневой и штоковой полостях цилиндровой втулки и за один двойной ход поршня совершаются два цикла всасывания и нагнетания. Эти насосы имеют частоту двойных ходов поршня в минуту 35÷90, длину хода до 0,5 метров [2].

Трёхпоршневые насосы (триплексы) имеют одностороннее (прямое) действие поршней, при котором жидкость нагнетается только в поршневой полости цилиндровой втулки и за один двойной ход совершается один цикл всасывания и нагнетания. Частота двойных ходов поршня в минуту у этих насосов находится в пределах 35÷180, а длина хода доходит до 0,3 метров. Срок службы деталей трёхпоршневого насоса составляет: манжет поршней 100-200 часов, цилиндрических втулок 200 часов и клапанов 300-500 часов. Ресурс этих деталей и удобство замены имеют большое значение при эксплуатации насосов.

Попытки применения трёхпоршневых насосов двухстороннего действия, у которых подача намного равномернее, чем у двухпоршневых, не дали удовлетворительных результатов. С появлением более совершенных диафрагменных компенсаторов, обеспечивающих малую степень неравномерности подачи, эти насосы потеряли своё преимущество.

Многопоршневые насосы не распространены вследствие сложности эксплуатации, необходимости расхода большого количества быстроизнашивающихся деталей и затрат времени и средств на замену.

В последнее десятилетие увеличивается применение многоплунжерных буровых насосов, работа которых аналогична работе поршневых насосов одностороннего действия. В этих насосах поршень с самоуплотняющейся манжетой заменён на гладкий цилиндрический плунжер, который уплотняется сальником, расположенным в цилиндровой втулке. Плунжерный насос относится к насосам объёмного вытеснения, так как в вытеснении раствора участвует весь объём плунжера. Попытки использования многоплунжерных насосов в качестве буровых предпринимались и предпринимаются также отечественными производителями бурового оборудования, однако они не дали удовлетворительных результатов, так как плунжеры и сальники плохо работали на буровом растворе при высоких давлениях, а замена их весьма сложна. Также эти насосы имеют высокие эксплуатационные затраты.

Ниже приведена сравнительная характеристика поршневых и плунжерных насосов по следующим показателям:

Масса и габариты.

Известно, что чем больше частота вращения вала насоса (больше число двойных ходов в минуту), тем меньше габариты и вес самого насоса при той же самой гидравлической мощности. Все поршневые насосы тихоходны в силу того, что резиновый поршень движется в цилиндровой втулке без смазки, и, естественно, скорость перемещения его невелика. При увеличении скорости перемещения резиновый поршень быстро нагревается и оплавляется.

В плунжерных же насосах пакет уплотнений смазывается и это позволяет ему перемещаться с гораздо большей скоростью, поэтому плунжерные насосы, по сравнению с поршневыми той же мощности, имеют меньшие габариты и вес.

Масса и габариты плунжерных насосов намного меньше, чем поршневых. Поршневой насос УНБТ-950, развивая полезную мощность 950 кВт, с наибольшей подачей 46 л/с, весит 20,7 т и имеет габариты 5400 x 2757 x 2032 мм, а плунжерный насос СИН61, развивая ту же мощность и с той же наибольшей подачей, весит всего 3,0 т и имеет габариты 2037 x 1116 x 834 мм.

Поршневые насосы сложно перевозить по автомобильным дорогам, а для вертолетов он просто неподъёмный. Это ведет к значительным потерям времени и большим материальным затратам.

Опыт использования.

При бурении нефтяных и газовых скважин в России традиционно применяют поршневые насосы, разработанные еще в 30-40 годах прошлого столетия. Конструкции поршневых насосов знакомы всем нефтяникам и газовикам. Завод «Синергия» только в 1992 году сделал выбор в пользу производства плунжерных насосов. Несмотря на это, плунжерные насосы медленно, но уверенно занимают свою нишу, демонстрируя высокие технико-экономические показатели.

Максимально развиваемое давление.

Чем больше давление – тем выше потребность в уплотнительных элементах. Уплотнение плунжера осуществляется пакетом уплотнительных элементов и высокое давление создается без особых усилий. Поэтому плунжерные насосы могут развивать большие давления.

Долговечность и конструкция системы смазки.

В поршневом насосе уплотнение происходит по одной кромке, а в плунжерном обеспечивается пакетом уплотнений. Это обстоятельство определяет низкую стойкость поршня и необходимость его частой замены. Вторым существенным недостатком поршневых насосов обусловлен тем, что уплотняющая кромка поршня подвижна, и к ней невозможно подвести смазку, тогда как в плунжерном насосе пакет уплотнения неподвижен, и подвести к нему смазку не представляет особого труда. Смазка позволяет существенно повысить стойкость как пакета уплотнений, так и самого плунжера. И самое главное – смазка даёт возможность значительно увеличить скорость перемещения плунжера, следовательно, число оборотов насоса. Отдав предпочтение плунжерным насосам, был сделан следующий шаг – отказ от подшипников качения и переход на подшипники скольжения. Данная замена подшипников также привела к снижению габаритов и веса насосов. Таким образом, при создании буровых насосов было взято направление на плунжерные насосы с подшипниками скольжения.

В поршневом насосе подвести смазку на рабочие поверхности поршня и цилиндра практически невозможно, то есть поршень двигается в цилиндре без смазки и, естественно, быстрее изнашивается. Сами

поршни, используемые в насосах, резиновые, а резина – далеко не лучший, особенно при работе в агрессивных средах, материал. В отличие от поршневого, в плунжерном насосе подвести смазку к пакету уплотнений не представляет никакого труда, что значительно увеличивает ресурс их работы. При этом конструкция уплотнений плунжерного насоса позволяет применять самые современные полимерные и композиционные материалы, обладающие большой стойкостью при работе в агрессивных средах и имеющие значительно больший ресурс работы по сравнению с резиной [1].

Техническое обслуживание;

Техническое обслуживание и ремонт плунжерных насосов по сравнению с поршневыми сложнее. Существует необходимость в более квалифицированном и своевременном обслуживании. Это и является одной из основных причин их слабого применения.

Стоимость;

Стоимость и эксплуатационные затраты плунжерных насосов по сравнению с поршневыми велики, что также сказывается на широте их применения.

Таким образом, несмотря на большие эксплуатационные затраты, плунжерные насосы обладают следующими преимуществами:

малые масса и габариты, т.е. облегчается доставка и установка насосов;

способность развивать большие давления, т.е. есть возможность применения для бурения глубоких и сверхглубоких скважин;

большой ресурс работы буровых насосов;

в некоторых случаях упрощение эксплуатации и обслуживания оборудования.

Резюмируя вышеизложенное, авторами прогнозируется более широкое применение плунжерных насосов в ближайшем десятилетии.

Литература

1. Буровые комплексы. Современные технологии и оборудование: Научное издание / Коллектив авторов; Под общей редакцией А.М. Гусмана и К.П. Порожского. – Екатеринбург: УГГГА, 2002. – 592 с.
2. Самохвалов М.А. Монтаж и эксплуатация бурового оборудования. – Томск: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 300 с.

ОТРАБОТКА МЕТОДИКИ ИССЛЕДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ЯВЛЕНИЙ ПРИ РАЗРУШЕНИИ ГОРНЫХ ПОРОД АЛМАЗНЫМИ ДИСКАМИ НА УСТАНОВКЕ ПОБ-1

А.А. Ковешников, А.В. Епихин, А.В. Ковалев

Научный руководитель доцент М.А. Самохвалов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ежегодно с увеличением совокупных объемов добычи нефти, объемов бурения, в частности для горизонтального, средней глубины скважин, становится все более актуальным вопрос о необходимости получения информации с забоя скважины нового уровня качества. Современные каналы связи с забоем не всегда позволяют достичь поставленных целей, поскольку обладают ограничениями по глубинности применения и помехозащищенности. В связи с этим в последние годы особенно интенсивно стали развиваться исследования альтернативных источников забойной информации. Среди них можно выделить следующий – получение данных о работе оборудования на забое, технологических параметров и геологических характеристиках разреза на основе релаксационных токов, генерируемых на контакте «долото – горная порода». На кафедре бурения скважин в течение многих лет ведутся работы в области регистрации и интерпретации этих токов. Главным достоинством такого источника информации можно назвать его естественное происхождение (в результате деструктивного воздействия долота на горную породу), которое не требует применения дополнительных забойных датчиков.

Основной причиной возникновения релаксационных токов называют механическое взаимодействие долота на горную породу, а источником тока является трещина нормального отрыва со стекающими по ее плоскостям заряженными частицами. В общем виде считается, что предметом научного исследования являются механоэлектрические явления на контакте «породоразрушающий инструмент – горная порода».

Исследованиями электромагнитных явлений, возникающих при механическом разрушении горных пород, занимались в разные периоды времени множество отечественных и зарубежных ученых, среди которых можно выделить – А.А. Воробьева, В.Д. Евсеева, М.А. Самохвалова, А. Аштона, Я.Б. Зельдович, Б. Альдера, Л.Д. Ландау, Л.М. Беляева, Ю.А. Мартышева, Н.А. Кротову, Ю.А. Хрусталева, А.А. Беспалько, Л.В. Яворович, И. Воллбрандта, В.М. Финкеля, Ю.П. Малышкова, Г.А. Соболева, И.А. Нейштетера, В.В. Кривошеева, В.Ф. Гордеева, А.А. Ларина, С.П. Соловьева и других.

В ряде исследований было показано, что при разрушении горных пород различными способами (раскалывание, изгиб, царапание и др.) генерируется сигнал, амплитудно-частотные характеристики которого могут зависеть от различных факторов:

- среды разрушения (вакуум, присутствие жидкости и т.д.);
- способа разрушения;

- типа разрушающего инструмента;
- состава и свойств горной породы.

Причем во многих исследованиях было подтверждена зависимость генерируемого излучения или электрического тока от типа разрушаемого образца, гранулометрического состава и некоторых характеризующих его свойств (твердость, прочность на сжатие и т.д.) [1-12].

Огромный вклад в данное направление сделали ученые Томского политехнического института под руководством А.А. Воробьева, которые с 1970-х годов проводили исследования по электризации твердых тел при их механическом нагружении. Основной задачей было – возможность предсказания геодинамических явлений с помощью электромагнитных сигналов, генерируемых земной корой вследствие ее деформации. В процессе исследований появлялись новые направления, среди которых можно выделить связанные с бурением скважин:

- получение информации о процессе бурения с забоя скважины посредством релаксационных токов, генерируемых на контакте «долото-горная порода» (в настоящее время является основным научным направлением кафедры Бурения скважин ТПУ).

Для проведения исследований на кафедре бурения скважин изначально использовался станок для колонкового бурения СКБ-5, который позже для ускорения экспериментов был заменен на ПОБ-1. Эта установка предназначена для определения категории буримости горных пород по акустическому сигналу в процессе ее резки алмазными дисками. Установка была модернизирована, за счет включения в ее состав измерительного тракта для релаксационных токов. Ее схема приведена на рис. 1.

Установка состоит из нагружающего блока и компьютеризированной измерительной системы. Нагружающий блок прибора включает основание – 1, электродвигатель – 2, направляющую – 4, подвижную каретку – 5 с захватом для закрепления образца горной породы, шпиндель – 11, служащий для передачи вращения алмазному кругу – 10, передаточные механизмы шпинделя – 15 и подвижной каретки – 3. Охлаждение алмазного круга и удаление шлама осуществляется промывочной жидкостью в процессе резания образца. Измерительная система прибора состоит из персонального компьютера – 9, усилителя – 8 и датчиков. Акустический сигнал принимается микрофоном – 7, усиливается и подается на вход платы акустического цифрового преобразователя, установленного в компьютере. Для регистрации импульсного тока на шпинделе – 11, изготовленном из немагнитного металла, установлен индукционный датчик – 12 (трансформатор тока на ферритовом кольце). Напряжение на выходе индукционного датчика, наведенное импульсными токами, подается на усилитель – 14, который имеет режекторный фильтр, отсекающий помехи промышленной частоты. Далее напряжение поступает на осциллограф “Tektronix” – 13 и компьютер – 9, где производится спектрально-частотная обработка сигнала.

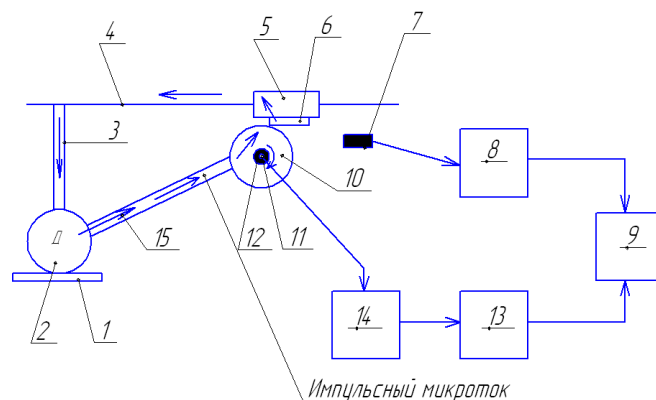


Рис. 1. Схема установки для регистрации акустических сигналов и импульсного тока при резании образцов горной породы: 1 – основание; 2 – электродвигатель; 3 – передаточный механизм подвижной каретки; 4 – направляющая; 5 – подвижная каретка; 6 – образец горной породы; 7 – микрофон; 8 – усилитель; 9 – компьютер; 10 – алмазный круг; 11 – шпиндель; 12 – индукционный датчик; 13 – осциллограф; 14 – усилитель; 15 – передаточный механизм шпинделя

Особенно активно исследования на ПОБ-1 велись в начале 2000-х годов М.А. Самохваловым и М.В. Петуховым [13]. Уже в то время в лабораторных условиях было показано, что величина генерируемого тока зависит от геологических характеристик образца и типа промывочной жидкости, в которой происходит разрушение.

С 2011 года исследования на установке ПОБ-1 были возобновлены. Схема съема сигнала не изменилась, но была произведена модернизация системы регистраций и усиления сигнала за счет использования нового фильтра-усилителя с затуханием сигнала на частоте 50 Гц (для устранения помехи промышленной частоты). Главной особенностью данного усилителя является повышенный коэффициент усиления, который позволяет регистрировать сигнал на самых высоких значениях чувствительности, которые позволяет использовать оборудование. Данный подход дает надежду на получение большего объема полезной информации о процессе разрушения.

Первой целью, поставленной в возобновленных исследованиях, явилась необходимость подтверждения закономерностей, полученных М.В. Петуховым и М.А. Самохваловым [13] в подобных исследованиях. В качестве первой задачи исследований была выбрана проверка наличия зависимости величины регистрируемого релаксационного тока от типа горной породы в целом и гранулометрического состава в частности.

В рамках опытов проводилась резка следующих образцов горных пород:

- Образец №1 и №2 – мелкозернистый песчаник (в составе преобладает кварц, полевые шпаты), цемент карбонатный;

- Образец №3 – песчаник разнозернистый с примесью преобладающего крупнозернистого древесного материала (в составе - кварц, полевые шпаты);

- Образец №4 – дресвяник (состав – песчано-глинистый материал), цементного материала больше, чем обломков;

- Образец №5 – магнетитовый скарп с наложенной гидротермальной минерализацией (кварц, кальцит).

Кристаллические зерна магнетита сцементированы кварц-карбонатным цементом.

Форма разрушаемых образцов – цилиндрическая со следующим размерами: диаметр до 35-40 мм, длина до 50-60 мм. Образцы распиливались алмазным диском в продольном направлении. Запись велась с момента начала разрушения породы и завершалась в момент окончания распиливания образца (моменты начала и конца записи определяются экспериментатором по появлению и исчезновению характерного звука, характеризующего разрушение горной породы диском). Среднее время получения полезного сигнала в зависимости от длины образца колеблется от 25 до 32 секунд. Запись тока на персональный компьютер проводилась с помощью осциллографа Textronix с чувствительностью 5 мВ и 100 измерениям в секунду. На каждом образце проводилось не менее 3 опытов для обеспечения воспроизводимости. В качестве промывочной жидкости использовалась техническая вода, которая заменялась после каждой серии опытов.

Обработка результатов экспериментов проводилась в двух направлениях:

1. Расчет средних значений по серии опытов для каждого образца.
2. Анализ спектров по результатам опытов.

В первом случае рассчитывались средние значения постоянной оставляющей релаксационного тока относительно в условных единицах программного обеспечения PCLab2000 относительно значения, принятого за «нулевое». Полученные результаты приведены на рис. 2. Гистограмма демонстрирует зависимость величины регистрируемого сигнала от гранулометрического состава (если исключить из общего ряда скарп) разрушаемого образца. Кроме того, для образцов №1 и 2, которые представлены одной и той же породой полученные значения идентичны.

Весьма интересные результаты дало исследование спектров, рассчитанных по записанным данным в виде условных единиц. Для каждого исследуемого образца на спектр накладывалась хаарктеристика фильтра-усилителя и определялись пиковые значения. Во всех случаях таковыми оказались значения – характеризующие частоту вращения алмазного диска – 23,5 Гц. Для всех серий экспериментво были рассчитаны средние, которые приведены в виде гистограммы на рис. 3.

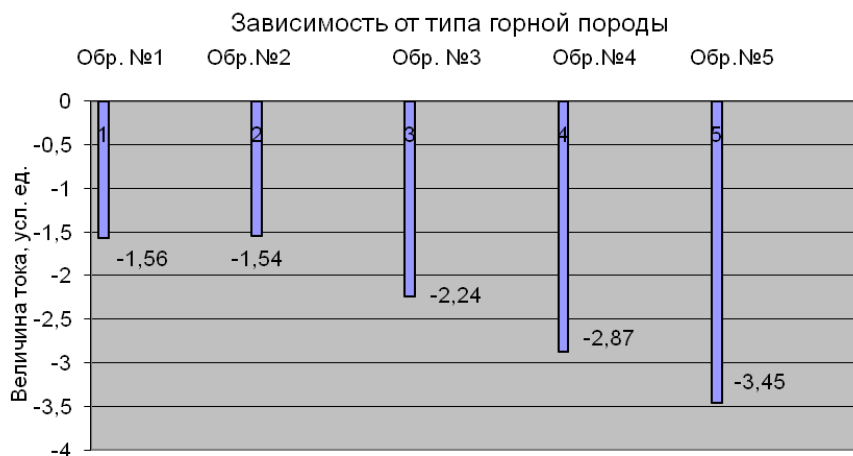


Рис.2. Зависимость величин генерируемого сигнала от типа используемой горной породы

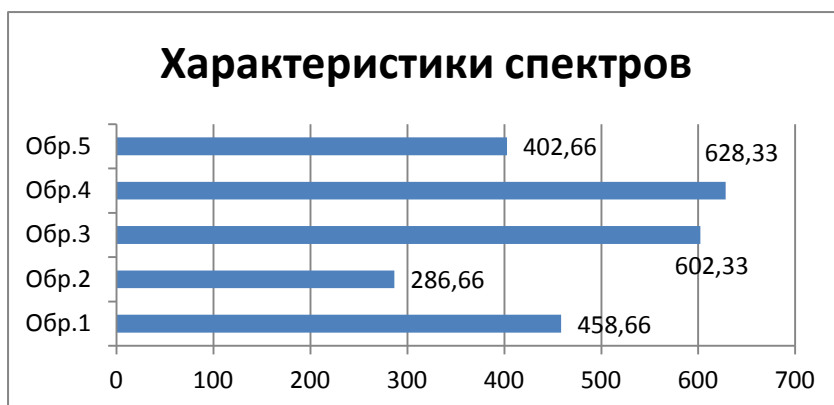


Рис. 3. Характеристика пиковых значений спектра для исследуемых образцов

Анализируя вышеприведенную гистограмму можно прийти к выводу явно проглядывается зависимость granulометрического состава породы от величины спектра – более однородные образцы генерируют меньший по величине сигнал. Существенная разница в величине спектра для образцов №1 и 2 может быть обусловлена в первую очередь минеральным составом и уровнем внутренней неоднородности образца. Другими словами, в образце №1 возможно наличие дефектов, включений или пор, которые и приводят к повышенному значению спектра. Точный ответ может дать исследование шлифов, анализ текстуры и минерального состава горной породы. Величина спектра для скарга выпадает из общего ряда, что еще раз подчеркивает его генетические отличия. Соответственно результаты исследований для данного образца нужно сравнивать с результатами разрушения магматических пород.

В целом, по полученным экспериментальным данным можно сделать нижеследующие выводы:

- подтверждена зависимость величины генерируемого релаксационного тока при разрушении горной породы от ее granulометрического состава;

- анализ спектров по записанным в ходе исследований данным подтверждает зависимость от granulометрического состава и наличия неоднородностей в составе образца.

Дальнейшие исследования планируется проводить в отношении оценки влияния типа и состава промывочной жидкости на величину генерируемого тока, а также разрабатывать методику определения типа горной породы по средней величине получаемого тока или его спектра.

Литература

1. Беляев Л.М., Мартышев О свечении при царапании кристаллов фтористого лития – Кристаллография, 1964, т.9, в 1, с. 117-119.
2. Гольд Р.М., Марков Г.П., Могила П.Г., Самохвалов М.А. Импульсное электромагнитное излучение минералов и горных пород, подвергнутых механическому нагружению //Изв. АН СССР. Физика Земли. – 1975, № 7. с. 109 – 111.
3. Дмитриевский В.С., Корнилова Л.П. Частичные разряды при механическом разрушении твердых диэлектриков – Известия ТПИ. – 1975, т. 222, с. 12-15.
4. Воробьев А.А., Чаусов В.Ф., Гордеев В.Ф. Импульсное радиоизлучение при царапании некоторых диэлектрических материалов – Известия ВУЗов, Физика, 1977, 910, с.126-128.
5. Гордеев В.Ф. Поисковые работы по исследованию электромагнитного излучения образцов из кварцевой керамики при механическом нагружении, ТПУ. – 1987, 128 с.
6. Егоров П. В., Корнейчиков В. П., Корнейчикова Н.М. К прогнозу удароопасности горных пород методом счета импульсного электромагнитного излучения // Измерение напряжений в массиве горных пород. – Новосибирск: Изд-во ИГД СО АН СССР, 1976, ч.2. – С. 112 – 114
7. Потураев В.Н., Булат А.Ф., Хохолов В. К. Об особенностях комплексной регистрации электромагнитного и акустического излучения при разрушении горных пород // ДАН СССР. – 1989. – Т. 308. – № 6. – С.1351 – 1354.
8. Малышков Ю.П., Гордеев В.Ф., Дмитриев В.П. Закономерности генерирования электромагнитного сигнала твердыми телами при механическом воздействии // ЖТФ. – 1984. – Т. 54, в.2. – С.336 – 341.
9. Гордеев В.Ф., Малышков Ю.П., Чахлов В.П. Электромагнитный эмиссионный контроль прочности бетонов //Дефектоскопия. – 1992. – № 7. – С. 76 – 80;
10. Нескромных В.В. Теоретические и экспериментальные исследования основ механики разрушения горных пород в процессе формирования стволов скважин заданного направления и кривизны. Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук, Томск, ТПУ. – 1988, 264 с.
11. Кузнецов В. А. Исследования в области механической прививки полимеров на поверхности твердых минеральных тел при их разрушении: Дис.... канд. хим. наук. – М., 1977. – 112 с.
12. Егоров П.В., Денисов А.С., Минаев С.М. Трибололюминесцентный способ оценки напряженного состояния горного массива //Геофизические способы контроля напряжений и деформаций. – Новосибирск: изд.- во ИГД СО АН СССР, 1985. – С. 35 – 40.
13. Евсеев В.Д., Самохвалов М.А., Петухов М.В. Отчет о НИР Разработка комплекса диагностики эффективности разрушения горных пород при бурении скважин, Томск, 2006. – 50 с.

**БУРЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С БОЛЬШИМ ОТХОДОМ НА
МЕСТОРОЖДЕНИИ «ВАНКОР» С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ VORTEX****А.Ю. Кондратьев**

Научный руководитель доцент В.П. Меркулов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время освоение и эксплуатацию месторождения, извлекаемые запасы которого оцениваются в 520 млн. т нефти и 95 млрд. м³ газа, осуществляет дочернее предприятие Роснефти – ЗАО «Ванкорнефть».[2]

Перспективное нефтегазоконденсатное месторождение в Красноярском крае России входит в Ванкорский блок. По типу залежь относится к пластовым, сводовым. Коллектор – терригенный. Ванкорское поднятие представляет собой изометричную структуру, вытянутую с юга на север. Доминирующая обстановка осадконакопления – мелководье (баровый комплекс). [3]

Целью данной работы являлся обзор современных высокоэффективных технологий направленных на повышение производительности и снижение рисков при бурении скважин с большим отходом на примере Ванкорского месторождения.

Начиная с 2010 года, совместно с компанией «Schlumberger» началось применение системы «Vortex», технические характеристики которой позволяют увеличить механическую скорость и следить за прохождением ствола в режиме реального времени, что помогает довести аварийность до минимума. Применение новых технологий, которые подбираются в соответствии с геологическими особенностями месторождения, позволяет с одного устья вскрывать максимально возможную часть продуктивного пласта. [2]

Данный комплекс представляет собой гибрид роторно-управляемой системы и забойного двигателя нового поколения. Отслеживание прохождения ствола в режиме реального времени, позволяющее оперативно реагировать на получаемую геологическую информацию о пласте, увеличение скорости проходки на скважинах с самым сложным профилем – таковы преимущества ее использования.

Использование роторных управляемых систем (РУС) при строительстве скважин с большими отходами от вертикали и сложными траекториями, позволяет бурить скважины в заданном направлении, и способствует повышению эффективности буровых работ в 2,5 раза по сравнению с применением стандартных КНБК для наклонно направленного бурения.

РУС бурения скважин обеспечивают максимальное увеличение отхода траекторий от вертикали до 700 м, что позволило уменьшить число кустовых оснований и капитальные вложения.

Немаловажный вклад в повышение эффективности буровых работ вносит геологическое сопровождение бурения в реальном времени или геонавигация, представляющая собой современный подход к управлению бурением сложных скважин на основе, получаемой во время бурения информации, включающий сбор и анализ данных, а также выдачу рекомендаций по проводке скважин. За счет своевременного принятия ключевых решений при геонавигации удаётся значительно увеличить эффективную длину горизонтальных участков скважин. На Ванкорском месторождении геонавигацию осуществляет Центр геологического сопровождения бурения скважин ОАО «НК «Роснефть», расположенный в московском офисе компании. Так же ежедневно осуществляется обновление и уточнение геологической модели месторождения путём сопоставления данных геофизических исследований скважин, поступающих с буровой во время бурения скважины, с расчетными данными.

Для эффективного выполнения работ по проводке горизонтальных скважин на месторождении используется современная технология ГИС в процессе бурения LWD (logging while drilling). Помимо стандартного гамма-каротажа, обычно применяемого при бурении, в технологии LWD используется многозондовый индукционный, нейтронный и плотностный каротаж. Кроме того, постоянное вращение бурительной колонны за счет применения роторных управляемых систем позволяет записывать плотностной каротаж в азимутальном режиме, что дает возможность получить распределение плотности горных пород по стволу скважины, определить угол падения и азимут простирания пласта и соответственно корректировать траекторию скважины. [1]. На Ванкорском месторождении системой PowerDrive vortex были оснащены двенадцать буровых установок, что в результате привело к увеличению механической скорости бурения в пределах 50-60%.

В таблице приведены основные характеристики системы PowerDrive vortex 675 применяемой на месторождении при бурении эксплуатационных колонн. Следует отметить, что в зависимости от условий бурения схемы КНБК могут изменяться, при бурении под хвостовики используется PowerDrive vortex 475 с (РУС) PowerDrive X5.

На рис. 1 показаны графики зависимости скорости бурения от вертикальной глубины для скважин Ванкор 1 119 Ванкор 1 120 пробуренных с применением стандартной (РУС) и Ванкор 1 115 с использованием силовой секции PowerDrive vortex 675.

Выводы:

Интегрированная высокомоментная силовая секция преобразует гидравлическую энергию бурового раствора в механическую. Эта энергия, вместе с моментом и вращением буровой колонны, приводимой в движение буровым станком, значительно увеличивает полезный крутящий момент и скорость вращения долота;

Дополнительный момент позволяет увеличивать нагрузку на долото, что приводит к увеличенной скорости проходки и экономически эффективному бурению;

Функцией автоматического поддержания зенитного угла, что сводит к минимуму человеческий фактор при бурении транспортных или горизонтальных секций;

Автоматизация контроля на забое позволяет бурить участок с высокой скоростью проходки и с большей точностью, чего не удастся достичь при обычных методах бурения с контролем бурения с поверхности;

Увеличение рентабельности бурения и продолжительности рейсов, снижение скорости вращения бурильной колонны;

- Уменьшаются крутильные и другие опасные для КНБК режимы вибрации, свойственные при бурении обычными РУС. На участках интенсивного искривления ствола скважины уменьшается износ обсадных труб и бурильной колонны, уменьшая вероятность их повреждения. Все внешние элементы системы вращаются со скоростью вращения бурильной колонны, уменьшая затяжки. Вращение помогает эффективно очищать ствол от шлама, значительно снижая риск механических или дифференциальных прихватов.

Таблица

Технические данные системы PowerDrive vortex 675

Номинальный НД (API)	178 мм
Диаметр ствола	213 - 251 мм
Общая длина	13 м
Макс интенсивность кривизны ствола скважины для прохода прибора	20° /30 м направленно 10° /30 м вращательно
Макс, рабочий момент (с высокомомент-ной силовой (GT) секцией)	1000 Н*м
Макс, нагрузка на долото	270000 Н
Макс, скорость вращения долота	220 об/мин
Макс, температура	150 °С



Рис. 1. График зависимости скорости бурения от вертикальной глубины

Литература

1. Боганчиков С.М. Системное применение новых технологий при реализации проекта Ванкор // Нефтяное хозяйство, 2009. - № 11. – С. 4 – 9.
2. Скрипальщикова С. Бурение скважин. Новый уровень. Опыт ООО «РН-Бурение»// Природные ресурсы Красноярского края, 2010. - №8. – С. 28 - 30.
3. Черкас Е.О., Антоненко Д.А., Ставинский П.В. Определение рисков при бурении скважин и учет неопределенностей геологических моделей // RogTec Magazine, 2009. - №17. – С. 30 – 37.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КЛАССА ОПАСНОСТИ ОТХОДОВ БУРЕНИЯ

А.Р. Латыпова

Научный руководитель доцент В.Б. Барахнина

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

В настоящее время наибольшую опасность для окружающей среды представляют производственно-технологические отходы бурения, которые накапливаются и хранятся непосредственно на территории буровой. В своем составе они содержат широкий спектр загрязнителей минеральной и органической природы, представленных материалами и химреагентами, используемыми для приготовления и обработки буровых растворов.

Технологическими отходами бурения являются буровой шлам, буровые сточные воды и отработанная буровая промывочная жидкость. Количество утилизированных отходов зависит от эффективности очистки бурового раствора от выбуренной породы (шлама), применения ресурсосберегающих технологий (оборотное водоснабжение, повторное использование бурового раствора) и поэтому рассчитывается разными способами [4]:

при условии повторного использования бурового раствора;

при отсутствии ресурсосберегающих технологий;

определение массы отходов фактическими замерами.

Целью данной работы являлся выбор метода определения класса опасности технологических отходов бурения.

Для достижения поставленной цели необходимо было решить следующие задачи: 1) спрогнозировать перечень компонентов отходов бурения, значимых для расчета класса опасности для окружающей среды [2, 3]; 2) выявить виды отходов бурения, для которых существуют противоречия расчетных и экспериментальных результатов определения класса опасности; 3) дать рекомендации к выбору метода определения класса опасности отходов бурения.

В настоящее время для смесевых или биоразлагающихся компонентов в перечне предельно допустимых концентраций [2] указывают компонент-индикатор, по которому удобнее вести контроль. При оценке ущерба биоресурсам от технологических отходов бурения сопоставляют фактическую концентрацию веществ в воде с предельно допустимой. Отсюда следует, что расчетный метод определения класса опасности буровых отходов имеет практическую ценность только при наличии методик аналитического контроля вредных веществ в почве и воде.

В расчетном методе напрямую использовать значения предельно допустимых концентраций буровых отходов при оценке ущерба водным биоресурсам не представляется возможным. Практически эта задача решается путем определения концентрации в воде компонентов отхода бурения, для которых установлены эколого-рыбохозяйственные нормативы. На практике очень трудно подобрать перечисленные компоненты в составе буровых растворов в том виде, в котором они указаны в нормативах предельно допустимых концентраций. Например, глинопорошков существует несколько десятков модификаций с различного рода щелочными и полимерными добавками. Вместо чистого хлорида калия используют калийные удобрения, содержащие и другие компоненты. Указанные нормативы для буровых растворов могут изменяться в широких пределах. Кроме того, в составе растворов всегда применяют смазочные добавки, ПАВ, утяжеляющие реагенты и другие ингредиенты, которые могут быть не введены в перечень, но используются в нестандартных ситуациях.

Авторами выполнен сравнительный анализ токсичности и класса опасности различных типов буровых растворов и образующихся на их основе твердых и жидких технологических отходов бурения в лабораторных модельных экспериментах и в пробах, отобранных на производственных объектах.

1. На токсичность технологических отходов бурения в большей степени влияло содержание ионов тяжелых металлов, увеличение концентрации которых в некоторых случаях приводило к смене класса опасности с IV на III, тогда как при увеличении концентрации органических компонентов до максимальных значений подобного результата не наблюдалось.

2. В глинистых солевых буровых растворах характер токсичности зависел в основном от концентрации водорастворимых солей. При небольших концентрациях солей технологические отходы бурения принадлежали к V классу опасности. С увеличением концентрации солей до 20 % и выше, а также по мере усложнения состава раствора, их токсичность возрастала.

3. Растворы, включающие в себя глину бентонитовую, небольшие количества углещелочного реагента, акриллиносульфата, как правило, были не токсичны, не проявлялась токсичность и в образующихся на их основе жидких и твердых отходах. Усложнение таких растворов введением в них, например, бихроматов калия или феррохромлиносульфата даже в небольших количествах приводило к существенному увеличению токсичности.

4. Глинистые ингибированные растворы с поликомпонентным составом, включающие хлористый кальций, известь, нефть, характеризовались достаточно высоким классом опасности (II класс опасности). Глинистые утяжеленные буровые растворы, состоящие из глины, барита, мела, вследствие низкой способности к растворению утяжелителей, имели V класс опасности.

5. Глинистые эмульсионные буровые растворы с содержанием нефти, дизтоплива, реагента эмульсионного, обладали достаточно высокими показателями токсичности, которая передавалась твердым отходам, образующимся на их основе.

6. Выявлена высокая токсичность многокомпонентных буровых растворов, особенно тех, которые содержат бихроматы калия выше 1,5 г/л.

7. Для описания состава производственно-технологических отходов бурения используются, как правило, обобщенные названия компонентов (бентоглинопорошок, полиакриламид, карбоксиметилцеллюлоза и т.д.). В этом случае возможно распространение результатов исследований на аналогичные вещества, не прошедшие токсикологическую оценку. Так, различные марки карбоксиметилцеллюлозы [1] характеризуются значениями предельно допустимых концентраций, отличающимися на несколько порядков. При этом лимитирующим может быть как токсикологический, так и санитарно-токсикологический показатель вредности.

8. Неоднозначны также такие названия веществ, как бентоглинопорошок (модифицированные глинопорошки различаются по составу и содержанию модифицирующих добавок), полиакриламид гидролизованный (состав конечного продукта зависит от технологии гидролиза), хлорид калия (в бурении используют не чистые химреактивы, а, как правило, калийные удобрения, в которых хлорид калия хотя и основное, но не единственное вещество). Таким образом, существующая практика представления в перечне предельно допустимых концентраций информации об исходных компонентах не позволяет достоверно установить соответствие приготовленной в промышленных условиях промывочной жидкости, исследованной при разработке предельно допустимых концентраций.

9. Концентрация компонентов буровых растворов в перечне предельно допустимых концентраций указывается в виде одного значения. В рецептуре буровых растворов приводятся интервалы значений концентрации компонентов. Перед приготовлением буровых растворов на буровой осуществляют обработку ее рецептуры в лаборатории из реагентов и материалов, имеющихся на предприятии. При этом оптимизация рецептуры осуществляется по технологическим свойствам буровых растворов, которые, в отличие от экологических, можно оперативно измерить. Таким образом, задача воспроизведения буровых растворов в соответствии с рецептурой, указанной в перечне предельно допустимых концентраций, не ставится.

В результате проведенного сравнительного анализа можно дать следующие рекомендации:

Неорганические и органические вещества, используемые в качестве функциональных добавок, могут существенно повлиять на эколого-рыбохозяйственные характеристики буровых растворов. Следовательно, расчет класса опасности отходов бурения должен осуществляться с учетом реального состава в процессе использования.

В процессе циркуляции через скважину экологичность буровых растворов теоретически может оставаться как неизменной, так и изменяться в худшую или лучшую сторону. Поэтому расчетный метод применим только на стадии проектирования строительства скважины.

Для оценки ущерба биоресурсам в случае техногенного загрязнения объектов технологическими отходами бурения необходимо применять метод биотестирования, дополняя его методом биодegradации.

На основании вышесказанного актуальным является усовершенствование расчетного метода определения класса опасности отходов бурения. Учитывая, что существует достаточно много методик для исследования химического состава и свойств компонентов нефтезагрязненных отходов и замасленных грунтов, очевидным является определение набора компонентов при проведении химического анализа, необходимого и достаточного для расчета класса опасности. Вклад микропримесей в токсичность отходов бурения, концентрацию которых определять нецелесообразно, по нашему мнению, должен быть учтен с помощью эмпирического поправочного коэффициента. В свою очередь, этот коэффициент должен быть получен путем сопоставления расчетных данных определения класса опасности технологических отходов бурения с данными биотестирования. Таким образом, вероятно, будет достигнуто соответствие классов опасности, определенных расчетным и экспериментальными методами.

В итоге применение экспериментального метода определения токсичности и класса опасности позволит достоверно уточнить фактический класс опасности образующихся в отдельных технологиях новых, малоизвестных отходов. Это может положительно сказаться на снижении платежей за их размещение отходов.

Литература

1. Хаустов А.П., Редина М.М. Охрана окружающей среды при добыче нефти. – М.: Дело, 2006. – 552 с.
2. Критерии отнесения опасных отходов к классу опасности для окружающей природной среды. Утверждены МПР РФ Приказом № 511 от 15.06.2001 г.
3. Методическое пособие по применению «Критериев отнесения опасных отходов к классам опасности для окружающей среды». – М.: ФГУ «ЦЭКА», 2003. – 34 с.
4. Дедиков Е.В., Гноевых А.Н., Гасумов Р.А. и др. Нормативы образования отходов при бурении и капитальном ремонте скважин, 2002. – С. 23-24.

ЛАБОРАТОРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И ОЦЕНКА ИЗМЕНЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ
ОКОЛОСКВАЖИННОЙ ЗОНЫ

Д.Н. Мезенцев

Научный руководитель профессор Н.Г.Квеско

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия
ОАО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

Большинство нефтяных месторождений Западной Сибири, находящиеся на поздней стадии разработки, характеризуются высокой обводнённостью и небольшими дебитами. Для поддержания высокого уровня добычи нефти в этой ситуации необходимо максимально эффективно использовать разнообразные и доступные методы интенсификации добычи нефти.

В этой связи важно знать оценку восстановления проницаемости призабойной зоны пласта после воздействия на неё жидкости глушения. К факторам, отрицательно влияющим на проницаемость призабойной зоны, относят [1, 5, 6]:

- набухание глин;
- миграцию тонких частиц;
- проведение кислотной обработки;
- повреждение пласта соединениями железа;
- образование гелеобразных осадков;
- отложение парафинов и смол;
- солеотложение.

Влияние большинства этих факторов можно оценить с помощью лабораторных исследований, являющихся качественным инструментом при решении поставленных задач. В частности, с их помощью можно выявить скрытые добычные возможности скважин, и минимизировать отрицательное воздействие на призабойную зону пласта.

Из анализа публикаций по применению различных методов лабораторного моделирования для оценки проницаемости околоскважинной зоны можно отметить, что большинство исследователей применяет следующий подход [2 – 4, 7, 8]:

- используется либо естественный керн, либо насыпная модель;
- проницаемость определяется по углеводородной жидкости;
- расчеты проводятся либо по градиенту давления, либо по расходу жидкости;
- применяется прямая и обратная прокачка пластовых флюидов;
- используются различные по типу и составу жидкости глушения.

Для проведения лабораторных исследований в лаборатории физики пласта ОАО «ТомскНИПИнефть» используются установки фирмы CORETEST SYSTEMS, INC., позволяющие моделировать различные пластовые процессы: определение коэффициента вытеснения и остаточной нефтенасыщенности, относительных фазовых проницаемостей, а также процесс глушения скважины. Основными достоинствами установки, на которой проводятся эксперименты по оценке восстановления проницаемости, являются: высокоточные датчики давления; беспульсационные подающие насосы; контроль процесса в реальном времени; табличная форма представления параметрических данных; возможность фиксирования давления не только с торца керна, но и по длине колонки. Возможно проведение эксперимента на двух параллельных колонках – одновременное глушение разнопроницаемых пластов.

Экспериментальные исследования проводятся по следующей методике. Создаётся лабораторная модель образца, для которой применяются цилиндрические образцы породы с ненарушенной структурой, диаметром 30мм. На коллекции образцов проводится стандартный комплекс исследований по определению коллекторских свойств в соответствии с ГОСТ 26450.0 – 85, ГОСТ 26450.1 – 85, ГОСТ 26450.2 – 85. Коэффициент остаточной водонасыщенности создается и поддерживается на уровне, соответствующем количеству воды в породе в пластовых условиях. Образец закладывается в установку и выдерживается в течение 16 – 24 часов при температуре и давлении измерения.

По окончании процесса формирования условий пласта, через образец керна фильтруется модель нефти при перепадах давления 0,5; 1; 3 атм. По мере стабилизации процесса фильтрации определяется проницаемость образца по нефти при каждом перепаде $K^1_0 - K^3_0$.

Воздействие на образец жидкости глушения осуществляется путем закачки её при объёмных расходах порядка 0,06 см³/мин в обратном направлении относительно движения нефти. При этом максимальный перепад давления в образце не должен превышать 3 МПа. Объём закачки жидкости глушения составляет не менее трех поровых объемов. Образец с закачанной жидкостью глушения выдерживается 24 часа.

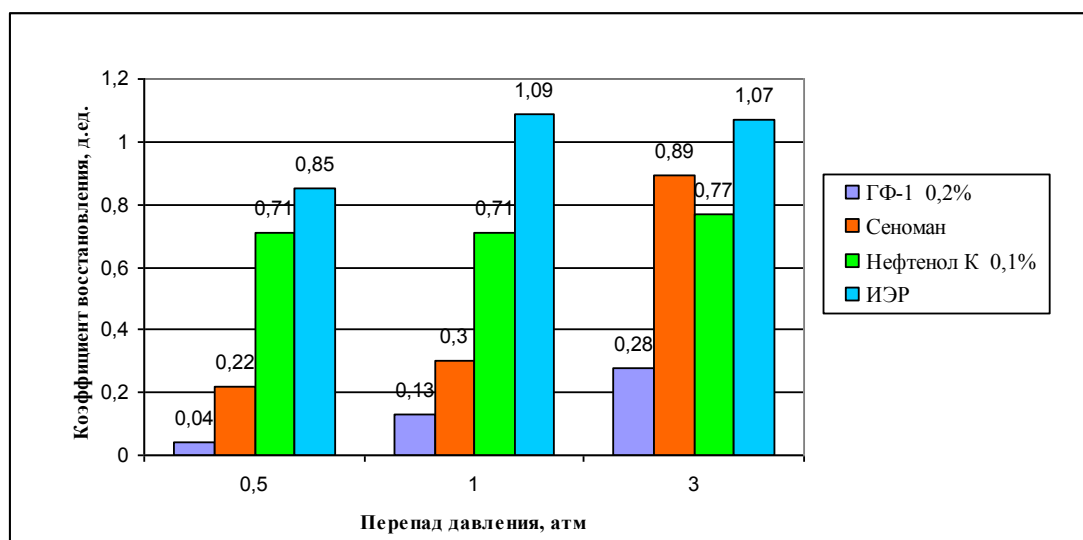


Рис. Результаты коэффициента восстановления на образцах нефтяного месторождения для разных типов жидкостей глушения

Оценка степени изменения проницаемости образца осуществляется путем прокачки модели нефти после воздействия жидкости глушения и по мере стабилизации процесса фильтрации при перепадах 0,5; 1; 3 атм определяется проницаемость $K^1_1 - K^3_1$.

В качестве основы для приготовления жидкости глушения используется очищенная от механических примесей вода сеноманского водоносного горизонта. Для исследования на образцах керна применяются жидкости глушения на водной основе с добавками Нефтенол-К, ГФ-1, РМД-5, концентрата Гр-1. В проводимых исследованиях сеноманская вода также является жидкостью глушения. При проведении исследований используется раствор, изготовленный на нефтяной основе ИЭР.

По результатам лабораторного моделирования при поиске путей снижения негативных последствий глушения были сделаны следующие выводы: для растворов на водной основе необходимо применение ингибирующих добавок, ПАВ (рисунок). При расчетной плотности глушения менее $1,0 \text{ г/см}^3$ целесообразно применение жидкости глушения на углеводородной основе или использование блокирующих составов типа ИЭР.

Оценка полученных результатов позволяет утверждать, что применение различных добавок существенно повышает коэффициент восстановления проницаемости по сравнению с использованием отфильтрованной от механических примесей воды сеноманского горизонта. Результаты фильтрационных экспериментов рекомендуется использовать при планировании промысловых работ на нефтяных месторождениях.

Литература

1. Амикс Дж., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 572 с.
2. Живаев В. В., Воробьев С. В., Салаяев В. В. Применение составов комплексного действия при производстве работ по глушению скважин // Сборник Современных технико-технологических решения в области бурения и капитального ремонта скважин // Сборник научных трудов ОАО НПО "Бурение" – Краснодар, 2007. – Вып. 16. – С. 204-207.
3. Крянев Д. Ю., Рогова Т.С., Ивина Ю.И., Дзюбенко Е.М., Глуценко О.Г., Серебрякова Е.О. Физико-химические и фильтрационные исследования по подбору композиций на основе хлористого натрия для глушения скважин // Сборник технологии повышения нефтеотдачи пластов. – Москва, 2005. – вып. 133. – С.83-89. – М.: ОАО ВНИИнефть.
4. Рябоконт С. А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин. – Краснодар.: ООО «Просвещение-Юг» 2002, – С. 30.
5. Санников В. А. Увеличение продуктивности скважин юрских пластов-коллекторов (проблемы и методы решения) // ИНТЕРВАЛ. – Москва, 2003 – №5(52). – С. 4-18.
6. Тиаб Дж., Доналдсон Эрл Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов – М.: ООО "Премиум Инжиниринг", 2007. – 868 с.
7. Хакимов А.М., Макастров А.К., Караваяев А.Д., Телин А.Г., Смыков Ю.В., Халимов Р.Х., Курамшин Ю.Р. Фильтрационное тестирование нового поколения поверхностно-активных веществ отечественного и зарубежного производства в качестве добавок к ремонтно-технологическим жидкостям при проведении подземных ремонтов и ОПЗ скважины в гидрофильных коллекторах // Нефтепромысловое дело. – Москва, 2005. – №12. – С.48-53.
8. Хисамутдинов Н.И., Артемьев В.Н., Лезов Г.О., Соловых В.И., Салтыков С.В., Телин А.Г., Ежов М.Б., Теняков В.А., Латыпов А.Р. Опыт восстановления продуктивности добывающих скважин пласта БС10 при глушении // НТИ сборник ВНИИОЭНГ. Нефтепромысловое дело. – Москва, 1992. – выпуск 4. – С. 1-3.

РАСЧЕТЫ ВЛИЯНИЯ КИНЕМАТИКИ И ДИНАМИКИ ДВИЖЕНИЯ ЕДИНИЧНЫХ РЕЖУЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ ДОЛОТ НА РЕЗУЛЬТАТЫ ИХ РАБОТЫ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

А.Л. Поломошнов

Научный руководитель доцент К.И. Борисов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В процессе резания (резания-скалывания) горных пород долотами типа PDC, нагруженными постоянной силой G и вращающим моментом M_v , каждый резец перемещается по собственной траектории в форме пространственной спирали с углом α_i . При этом шаг спирали является одинаковым для всех резцов, и равным углубке долота за один оборот – δ (рис.1).

Однако путь резцов в процессе перемещения вдоль динамической плоскости резания горной породы за один оборот долота, располагающихся на периферийном (внешнем) сегменте корпуса инструмента, значительно превышает путь «внутренних» резцов.

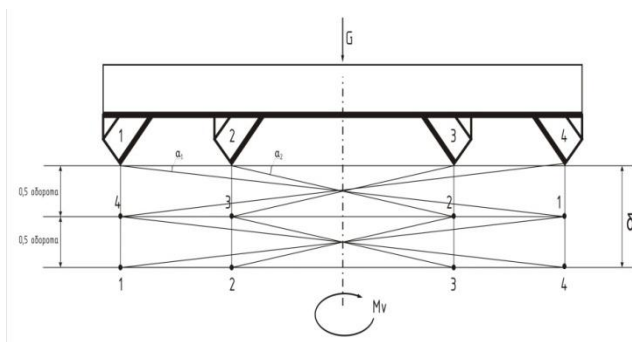


Рис. 1. Схема перемещения резцов долота PDC: 1-4 – резцы типа Stratapax™, закрепленные в корпусе долота; G – осевая нагрузка на долото; M_v – крутящий момент на долоте; δ – углубка инструмента за оборот; α_i – углы наклона траектории заглубления резцов

Это приводит к тому, что энергетические характеристики процесса резания для резцов различных сегментов долота будут также значительно отличаться. К примеру, работа резания горных пород, определяемая как произведение пути резания на силу, под действием которой осуществляется работа, для периферийных резцов кратно больше подобной характеристики для «внутренних» резцов долота.

Вследствие этого имеются большие различия и в других условиях взаимодействия периферийных и внутренних резцов с разрушаемой горной породой: скорости линейного перемещения и интенсивности вертикального перемещения (динамического внедрения) резцов.

Рассмотрим подробнее эти вопросы.

Динамика работы резцов долота:

В связи с тем, что время одного оборота для всех резцов при неизменной частоте вращения долота одинаково, линейная скорость перемещения резцов в процессе бурения долотами PDC вдоль динамической плоскости резания горной породы, располагающихся на внешнем сегменте корпуса долота, на порядок превышает скорость движения «внутренних» резцов (рис. 2).

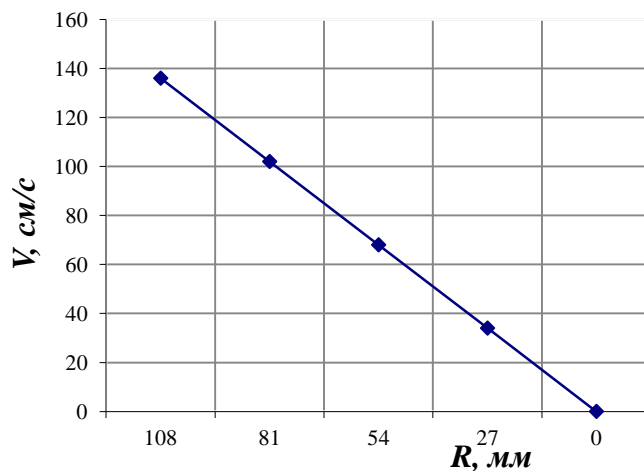


Рис. 2. Зависимость линейной скорости перемещения резца V от расстояния его размещения от оси вращения долота R , (для частоты вращения долота 120 об/мин)

Исследования [1, 2], проведенные по методике «жестко фиксированного корпуса» (резца), показали, что сила сопротивления внедрению резца в горную породу F , измеренная на различных скоростях резания V , резко возрастает с ростом скорости его движения (рис. 3).

Анализируя результаты данных исследований (рис. 2, 3), делаем вывод, что сила сопротивления внедрению в породу резцов, располагающихся на внешнем сегменте корпуса долота, превышает данную характеристику для «внутренних» резцов в несколько раз.

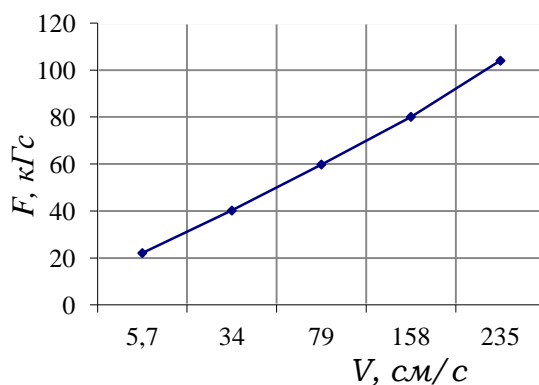


Рис. 3. Влияние линейной скорости перемещения резца V на сопротивление породы разрушению при резании F

Следовательно, контактные давления (и контактные температуры), возникающие на периферийных резцах долота PDC, значительно выше, чем у «внутренних» резцов. Таким образом, эффект скоростного «упрочнения» разрушаемой периферийными резцами горной породы приводит к неравномерному распределению нагрузки между различными сегментами резцов и снижает среднюю величину срезаемого (скальваемого) долотом слоя горной породы за один оборот.

Для приведения текущих контактных давлений для резцов различных сегментов корпуса долота к одинаковым значениям предлагается использовать резцы размерного ряда обратно пропорционального величине действующих «реактивных» нагрузок.

В этих целях были проведены необходимые расчеты. Технология расчетов размерного ряда резцов рассмотрена на примере долота PDC радиусом 393,7 мм. Стандартный радиус резца, расположенного на периферии (внешнем) сегменте корпуса, равен $R_1 = 14$ мм. Радиусы резцов внутреннего ряда R_i находятся из простого соотношения:

$$R_i = R_1 \cdot \sqrt{F_i/F_1}, \quad (1)$$

где F_i – реактивная сила i -го внутреннего резца.

Для второго внутреннего резца, с использованием формулы (1): $R_2 = 14 \cdot \sqrt{74/82} = 13,3$ мм; для третьего резца: $R_3 = 12,5$ мм; для четвертого резца: $R_4 = 11,3$ мм; для пятого резца: $R_5 = 10,2$ мм; для шестого резца: $R_6 = 9,1$ мм; для седьмого резца: $R_7 = 8,7$ мм.

Использование резцов с полученными размерами позволяет достичь для резцов, размещенных на различных сегментах долота, одинаковых контактных давлений, что важно для рациональной отработки режущих элементов данного типа ПРИ.

Кинематика движения резцов долота РСД:

Обратимся к другой важной стороне кинематики движения резцов долота РСД. Углы наклона собственных пространственных спиралей, по которым перемещаются резцы ПРИ на собственных радиусах вращения α_i , имеют различные значения. Интенсивность заглубления «внутренних» резцов значительно выше, чем у «внешних» (рис. 4.). Это обусловлено тем, что при одинаковом шаге спирали траектории – проходке за оборот долота, путь, проделываемый «внешними» резцами за один оборот, значительно больше, чем внутренними. Таким образом, констатируем факт, что углы наклона динамической плоскости резания для резцов, находящихся на различных радиусах резания горной породы, значительно отличаются.

Это приводит к тому, что фактические динамические углы резания (передний и задний) периферийных резцов значительно отличаются от углов резания внутренних резцов, а, следовательно, и различаются условия взаимодействия данных групп резцов с разрушаемой горной породой.

Понятно что, если не учитывать такое различие динамики геометрических характеристик процесса резания в зависимости от размещения резцов в долоте РСД, то это будет негативно сказываться на суммарном результате работы инструмента. Резцы, размещенные в корпусе с одинаковыми углами резания, будут разрушать горную породу с различной степенью эффективности – в зависимости от фактического положения резца относительно динамической плоскости резания.

Для приведения условий работы различных групп резцов в одинаковые условия по отношению к динамической плоскости резания горной породы необходимо строго системно изменять геометрию их размещения в корпусе долота по мере уменьшения радиуса их вращения.

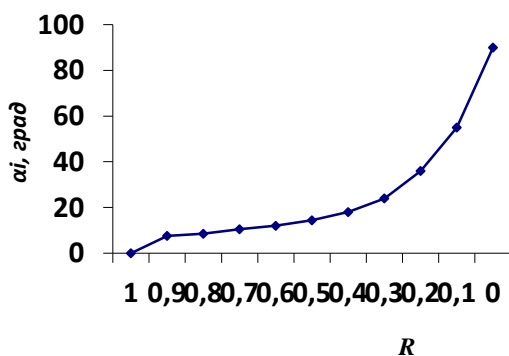


Рис. 4. Изменение угла наклона траектории резца α_i для различных расстояний их размещения от оси вращения долота R , 0 – ось вращения; 1 – радиус долота

В этих целях нами рассчитаны усредненные дополнительные углы, на которые необходимо увеличивать угол резания резцов в зависимости от их размещения в корпусе инструмента.

Расчет произведен исходя из средней механической скорости бурения долотом PDC диаметром 393,7 мм в 14 м/час, и для восьми пластин, размещенных на одной лопасти корпуса ПРИ.

При указанной скорости бурения средняя проходка ПРИ на каждый резец за оборот составит 3 мм/об. Однако пути резания каждого резца за оборот значительно отличаются. Этим и обусловлено различие в углах наклона траекторий их движения. В расчетах использовались таблицы Брадиса.

Расчеты приведены ниже:

$$\alpha_1 = \text{tg}(3/393,7) = 0,00762 = 0,44^\circ,$$

$$\alpha_2 = \text{tg}(3/360,89) = 0,00831 = 0,48^\circ,$$

$$\alpha_3 = \text{tg}(3/328,08) = 0,00914 = 0,52^\circ,$$

$$\alpha_4 = \text{tg}(3/295,27) = 0,01016 = 0,58^\circ,$$

$$\alpha_5 = \text{tg}(3/262,46) = 0,01143 = 0,65^\circ,$$

$$\alpha_6 = \text{tg}(3/229,65) = 0,01306 = 0,75^\circ,$$

$$\alpha_7 = \text{tg}(3/196,85) = 0,01524 = 0,87^\circ.$$

$$\alpha_8 = \text{tg}(3/65,9) = 0,04554 = 2,35^\circ.$$

На следующем этапе были рассчитаны углы резания резцов с учетом различий в углах наклона динамических траекторий их движения:

$$\alpha_{(1)} = \alpha_1 + \alpha = 0,44^\circ + 20^\circ = 20,44^\circ;$$

$$\alpha_{(2)} = \alpha_2 + \alpha = 0,48^\circ + 20^\circ = 20,48^\circ;$$

$$\alpha_{(3)} = \alpha_3 + \alpha = 0,52^\circ + 20^\circ = 20,52^\circ;$$

$$\alpha_{(4)} = \alpha_4 + \alpha = 0,58^\circ + 20^\circ = 20,58^\circ;$$

$$\alpha_{(5)} = \alpha_5 + \alpha = 0,65^\circ + 20^\circ = 20,65^\circ;$$

$$\alpha_{(6)} = \alpha_6 + \alpha = 0,75^\circ + 20^\circ = 20,75^\circ;$$

$$\alpha_{(7)} = \alpha_7 + \alpha = 0,87^\circ + 20^\circ = 20,87^\circ;$$

$$\alpha_{(8)} = \alpha_7 + \alpha = 2,35^\circ + 20^\circ = 22,35^\circ.$$

Как видно из расчетов, на периферии влияние угла наклона динамической плоскости резания незначимо влияет на размещение резца в корпусе долота. Однако, для центральных резцов изменение заднего угла резания значимо и целесообразно.

Литература

1. Борисов К.И. Влияние скорости движения породоразрушающих элементов на величину сил резания // Механика горных пород при бурении: Труды научно-практ. конф. п. Агой – 1986. – Грозный. – 1986. – С.47-49.
2. Борисов К.И. Влияние скорости резания на коэффициент сопротивления резанию горных пород // В сб.: «Нефтегазовому образованию в Сибири – 50 лет». – Томск, Изд. ТПУ. – 2002. – С.254-255.

ОБОСНОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ СООРУЖЕНИЯ ГЛУБОКИХ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН МОБИЛЬНЫМИ БУРОВЫМИ УСТАНОВКАМИ

Р.Р. Сагитов

Научный руководитель ассистент А.В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтегазовая промышленность активно вовлечена в процесс отбора новых технологий для решения общей задачи: понижения уровня капиталовложений и одновременно сведения к минимуму влияния на окружающую среду, достижения максимального извлечения углеводородов из месторождения, снижения себестоимость нефти.

Принято считать, что только разносторонний подход может дать хорошие результаты. Имеется ввиду, что если конечной целью являются небольшие затраты на бурение при минимальном влиянии на окружающую среду, в сочетании с высоким уровнем безопасности, то при создании буровой установки нам нужно обращать особое внимание на следующее:

- быстроту передвижения и монтажа буровой установки;
- сокращение площади опоры;
- высокий уровень автоматизации установки;
- сокращение числа рабочей силы;
- уменьшение шума;
- сведение к минимуму отходов производства;
- интегрирование различных процессов (цементирования, спуска обсадных труб, сбора данных и т.д.).

С использованием стационарных буровых установок большинство этих параметров невозможно выполнить из-за больших размеров самой установки, малой заводской готовности к выполнению работ, соответственно необходимо затрачивать большое количество времени на монтаж, демонтаж и приведение в работоспособность основных узлов. При этом увеличивается время нахождения буровой непосредственно на месторождении, что приводит к увеличению стоимости бурения.

В связи с этим, в настоящее время для решения разнообразных задач по бурению, ремонту и освоению скважин в различных геолого-технических условиях создаются мобильные (самоходные), передвижные буровые установки и агрегаты для ремонта и бурения скважин. Стоит уточнить, что время стандартной эксплуатации одной мобильной установки для бурения практически в два раза больше, чем у стационарных буровых установок.

Важным требованием к этим установкам и агрегатам являются их высокая транспортабельность, то есть правильный выбор транспортной базы с учетом размещения и монтажа на ней всего оборудования, удобство его обслуживания, удовлетворение требований мобильности установки, ее эргономические и эстетические показатели.

При разведочном бурении широко применяется стационарная установка ЗД-76 [3]. Время необходимое на монтаж и демонтаж различных мобильных и стационарных установок представлено в табл. 1.

На гистограмме (см. рис. 1) построения на основе табл. 1 отчетливо видно, что при выполнении, разведочного бурения, экономия на монтаж и демонтаж, при использовании мобильных буровых установок (МБУ), составляет 1400 %. Соответственно при бурении разведочных скважин, основываясь на времени

демонтажа и монтажа намного выгоднее использовать МБУ. Но так же необходимо рассмотреть МБУ с точки зрения использования их непосредственно на месте бурения, а именно, рассчитать выдержит ли грунт при бурении, а если нет, то необходимо принять меры для соответствия условий основания буровой для данного грунта.

Таблица 1

Время на монтаж и демонтаж

Выполняемые работы	САТ-ТВ-120	Азинмаш-125BF	МБУ-125	ЗД-76
Монтаж и демонтаж, сутки	4-5	5-6	5-7	60-70

Таблица 2

Расчётные площади оснований

Грунт		Расчётная площадь основания под стол ротора, м ²	Расчётная площадь основания под тягач, м ²
Скальный		17,31	7,83
Песок средней крупности	e = 0,45	27,89	13,34
	e = 0,65	47,23	20,12
Глина 0,25 < I _L < 0,5	e = 0,65	49,23	25,76
	e = 0,85	27,47	12,33

e - коэффициент пористости, I_L - показатель текучести

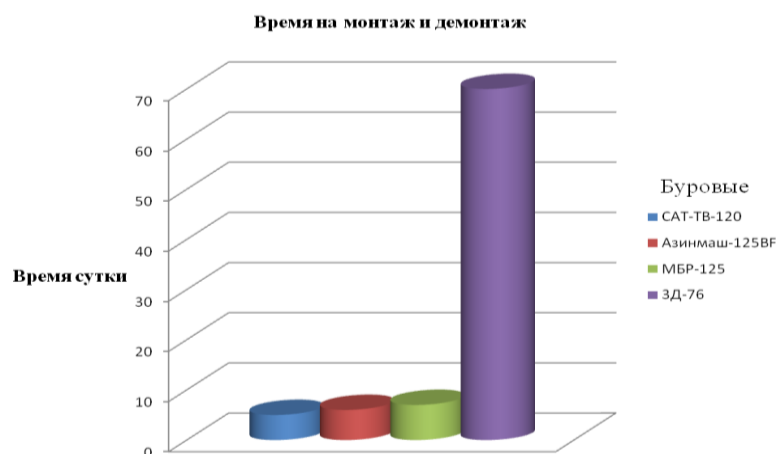


Рис. 1. Время на монтаж и демонтаж

Из представленных мобильных буровых установок, руководствуясь параметром сравнения, выделяется установка САТ-ТВ-120. Именно основание этой установки необходимо рассчитать для бурения разведочных скважин на территориях сложенных скальными и нескальными грунтами. У данной буровой силовой блок и мачта расположены на подвижном основании, а стол ротора располагается отдельно и монтируется непосредственно на месте бурения. При бурении, под опорные площади буровой кладут специальные маты, на которых устанавливается тягач с мачтой и силовым блоком, и стол ротора. Основная нагрузка распределяется на эти маты, которые непосредственно и дают на грунт передовая основные усилия. Соответственно необходимо рассчитать наименьшую площадь матов с располагаемыми на них элементами МБУ, которую сможет вынести грунт. Были взяты для рассмотрения скальные грунты, песок средней крупности и глина. Результат расчётов представлен в табл. 2.

Из проведенных расчётов можно сделать вывод (табл. 2), что площадь матов для стола ротора не превышает 50 м², для тягача 26 м², а общая 76 м². Но, следует отметить, что использование матов имело бы больший эффект, если бы все нагрузки от буровой концентрировались на одну площадь. Соответственно необходимо модернизировать мобильные буровые установки в данном направлении, поскольку отдельная комплектация стола ротора и мачты с силовым приводом неудобна как в необходимости увеличения площади основания буровой, так и в большом количестве времени необходимого для монтажа и демонтажа. Следовательно, существует потребность в разработке совершенно новой комплектации мобильных буровых установок с со столом ротора на общей платформе. При этом нужно учесть возможность уменьшения общей

массы установки, поскольку она является одним из важных параметров, который влияет на размеры основания под буровую и на общие технические характеристики МБУ (например, проходимость).

Согласно существующей энергетической стратегии ЭС2030, приоритетным направлением будет служить разведка запасов углеводородов и увеличение добычи нефти и газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. Государственное законодательство будет поощрять связанные с этим проекты. Но это будут очень дорогостоящие проекты. Кроме того, необходимо использовать более совершенные технологии и актуальным будет применение мобильных буровых установок. Приведенные диаграмма и расчёты четко иллюстрируют превосходство мобильных буровых установок над стационарными аналогами. Также явным является и то, что развитие МБУ не будет стоять на месте и возможно в ближайшем будущем они захватят большую долю рынка буровых сервисных услуг.

Литература

1. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н., Межлумов А.О., Близиюков В.Ю. Буровое оборудование: Справочник: в 2-х т. Т. 1. Буровой инструмент. – М.: ОАО Издательства «Недра», 2003. – 512 с.
2. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н., Межлумов А.О., Близиюков В.Ю. Буровое оборудование: Справочник: в 2-х т. Т. 2. Буровой инструмент. – М.: ОАО Издательства «Недра», 2003. – 494 с.
3. Булатов А.И. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник/ А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, С. А. Шаманов. – М.: Недра, 2003. – 1007 с.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИКА РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

ЗНАЧИМЫЕ ДОСТИЖЕНИЯ СТУДЕНТОВ СПЕЦИАЛЬНОСТИ «ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА РАЗВЕДКИ МПИ» ПРИ ПРОВЕДЕНИИ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

С.Я. Рябчиков, профессор

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Научно-исследовательской работой студенты специальности «Технология и техника разведки МПИ» начали заниматься с первого года создания кафедры «Техника разведки МПИ» (1954 г.). В дальнейшем в программах студенческих конференций геологоразведочного факультета была выделена подсекция «Техника разведки МПИ», руководителем которой был доцент С.С. Сулакшин. Научно-исследовательской работе студентов кафедра техники разведки уделяла большое внимание со времени ее создания. При этом использовалось несколько форм работы студентов: кружки по интересам, участие в хозяйственных и бюджетных научных работах кафедры и др. Широко использовалась и научно-учебная форма исследовательской работы.

Некоторые данные по участию студентов специальности в НИР приведены ниже в таблице.

НИР студентов специальности «Технология и техника разведки МПИ» (1955-1961 гг.)

Годы	Количество студентов, занимающихся НИРС	Количество сделанных докладов	Поощрения (Медали, дипломы грамоты)
1956	14	9	2
1958	21	12	3
1960	27	13	3
1962	30	16	4
.....
1986	98	35	8
1991	75	31	7
2011	34	18	4

Лучшие научно-исследовательские работы студентов

М.Д. Марьин за работу "Исследование фракционного состава бурового шлама" награжден в 1971 г. золотой медалью ВДНХ СССР (руководитель доцент В.П. Рожков).

К.И. Борисов за цикл работ по очистке буровых растворов от шлама с помощью гидроциклонов получил в 1979 г. диплом МВ и ССО СССР (руководитель доцент Рябчиков С.Я.). Гидроциклон, рассчитанный Борисовым К.И. для условий Новосибирской ГРЭ, выпускался серийно многими производственными организациями СССР.

М.П. Феровов за работу "Разработка технических средств для углегазового опробования при бурении скважин со съемными керноприемниками" награжден золотой медалью МВ и ССО СССР в 1983 г. (руководитель доцент В.Г. Храменков). Разработка Феровова М.П., широко внедренная на производстве в Кузбассе, позволила решить проблему газового опробования многих угольных месторождений.

А.Д. Варенов («Разработка технических средств для повышения выхода керна при перебурке угольных пластов» получил в 1983 году диплом МВ и ССО РСФСР, Центрального комитета ВЛКСМ, Высшего Совета научно-технических обществ и Центрального Совета Всероссийского общества рационализаторов и изобретателей (руководитель доцент С.Я. Рябчиков).

В 80-ые г. признаны Лауреатами Всероссийского конкурса и удостоены премии Центрального правления НТО следующие студенты:

А. С. Письмеров, Шокарев Н.Н., Лене Г. Г. за цикл работ «Повышение абразивной износостойкости твердосплавного породоразрушающего инструмента путем обработки в жидком азоте и облучения гамма-квантами» (руководитель доцент С.Я. Рябчиков);

А.И. Литвинов за работу «Разработка и испытание способа бурения горизонтальных скважин из подземных горных выработок с гидротранспортом керна» награжден Золотой медалью министерства высшего и среднего специального образования СССР (руководитель доцент В.И. Брылин). Специальная твёрдосплавная коронка, разработанная Литвиновым А.И. и зарегистрированная в качестве изобретения, позволила получить мировой рекорд проходки на станко-месяц (26500 м), не превзойденный до настоящего времени.

В 1987, 1988 г.г. признаны Лауреатами Всероссийского конкурса и удостоены премии Центрального правления НТО студенты:

Виктор П. Тен, Владислав П. Тен за работу «Расчет и конструирование установки для обработки породоразрушающего инструмента жидким азотом» (руководитель доцент С.Я. Рябчиков);

Н.А. Окишев за работу «Исследование, разработка и испытание технических средств для отбора керна на нефть и газ в сложных геологических условиях» (руководитель доцент В.И. Брылин).

Студенты специальности «Технология и техника разведки МПИ» систематически и достаточно успешно выступали на традиционных студенческих конференциях, посвященных академикам В.А. Обручеву, М.А. Усову, а также студенческих олимпиадах, проводимых в Томске и других городах России.

С 1996 года в Томском политехническом университете проводятся Международные симпозиумы студентов, аспирантов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр». За это время на секции «Технология и техника разведки МПИ» выступили с докладами более 150 человек. Победители награждались дипломами и занимали призовые места. Среди них следует отметить следующих студентов, награжденных дипломами I степени: Спиридонов А.Н., Ликаровский Н.С., Бондарчук И.Б., Булахов С.С., Кириченко Е.А., Шац С.В., Павлов В.В.

Участие студентов в проведении научных исследований имеет важное значение в повышении уровня подготовки специалистов. Во Всероссийском конкурсе «Лучший студент России» (г. Санкт-Петербург) в 2006 году наш студент Булахов С.С. занял 1-ое место, в 2007 году студент Котов А.Н. занял 2-ое место. На Всероссийских конкурсах выпускных квалификационных работ выпускники кафедры в разные годы занимали призовые места (Рузанов С.А. и Булахов С.С. – 1-ое место, Баландин И.А. – 2-ое место, Бондарчук И.Б. – 3-е место), что свидетельствует о существенном влиянии научной студенческой работы на качество подготовки специалистов.

Многие выпускники кафедры прошли аспирантскую подготовку и стали кандидатами (56 человек), а 10 из них – докторами наук, в том числе Рожков В.П., Чубик П.С., Рябчиков С.Я., Борисов К.И. Как правило, все они в студенческие годы активно занимались научной работой.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОРИЕНТИРОВАНИЯ КЛИНОВЫХ ОТКЛОНИТЕЛЕЙ ПРИ ЗАРЕЗКЕ БОКОВЫХ СТВолов ИЗ ОБСАЖЕННЫХ СКВАЖИН

И.Б. Бондарчук^{1,2}, Д.Н. Евграфов¹, Н.С. Пухов¹

Научный руководитель профессор С.Я. Рябчиков¹

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия
²ЗАО «Сервисный центр бурения», г. Нижневартовск, Россия

Строительство дополнительного наклонного или горизонтального ствола из вырезанного щелевидного окна обсадной колонны в настоящее время является одним из основных способов восстановления бездействующих и увеличения производительности малодебитных скважин.

Одним из важных этапов работ по резке боковых стволов из обсаженных скважин с помощью вырезания щелевидных окон является ориентирование клиновых отклонителей. При этом в основном используют следующие компоновки: клин, набор вырезающих устройств (фрезы) и ориентирующее устройство измерительного типа. В отечественной практике используются в основном 2 варианта ориентирования:

ориентирование с помощью системы, работающей по обобщенной модели: ориентирующая кабельная (проводная) аппаратура, состоящая из призабойной части, размещенной над отклонителем; наземной части в виде переносного пульта и съемной части в виде штывевого датчика, опускаемого через бурильную колонну до забойной части на период ориентирования и передающего через кабельный канал связи сигнал оператору на пульт в момент совмещения отклонителя с расчетным положением при медленном вращении с расхаживанием, осуществляемом с поверхности [2]. При резке боковых стволов в качестве призабойной части используется ориентирующий переводник, внутри которого размещается шпонка, а в качестве штывевого датчика используется прибор, на поверхности которого имеется паз (например, ОРБИ-36 [ОАО НПФ "Геофизика"]). Для спуска прибора и фиксации угла установки отклонителя используется геофизический подъемник;

ориентирование с помощью телеметрических систем (ТС) – комплекса датчиков измерения зенитного угла скважины, ее азимута и положения отклонителя. При резке боковых стволов для ориентирования клиновых отклонителей используют ТС чаще с гидравлическим каналом связи зарубежного производства (Schlumberger, Halliburton [США], Sperry-Sun [Великобритания], Baker Hughes, Teleco, Eastman Cristensen [США] и др.) и реже – с проводным каналом как отечественного (СТТ [Харьковский СКТБ "Потенциал"], ОРБИ-3, НАДИР [ОАО НПФ "Геофизика"], ЭТО-2М [ОАО НПО "Буровая техника"], Пилот-БП-26-01 [Уфимский ГНПП "Пилот"] и др.) так и зарубежного производства (Scientific Drilling Controls, Sperry-Sun [Великобритания], Shell Development [США], FLEXODRILL [Франция] и др.). Далее, весь ствол скважины бурят с использованием той же телесистемы, что и при резке дополнительного ствола. Инженерно-технологическое сопровождение при использовании телеметрических систем осуществляют, как правило, подрядные сервисные компании.

Проведенный анализ технических средств и способов ориентирования отклонителей, в том числе практический опыт автора² в области резки боковых стволов, позволяет сделать вывод, что вышеприведенные варианты ориентирования с помощью ориентаторов измерительного типа не достаточно эффективны по целому ряду причин, основные из которых сводятся к следующему:

недостаточная точность ориентирования, обусловленная влиянием закручивания колонны бурильных труб;

привлечение подрядных организаций, что требует значительных дополнительных средств на сооружение скважины (например, стоимость 1 часа работ по инженерно-технологическому сопровождению с использованием зарубежной телеметрической системы с гидравлическим каналом связи на 2010 г. составляло около 200000 руб.);

сравнительно большие затраты времени на ориентирование отклонителя. Процесс ориентирования клина по первому варианту (спуск и подъем прибора на кабеле, ориентирование) на глубине 2000 м составляет не менее 3-х часов. Кроме того, спуск скважинного прибора бывает весьма затруднен уже при зенитных углах 30 – 40° в связи с резко возрастающими силами сопротивления;

при использовании ТС (особенно с гидравлическим каналом) резку бокового ствола часто проводят в два этапа. На первом этапе ориентируют клин и вырезают окно стартовой фрезой, во втором этапе уже без ТС работают оконной и арбузообразной фрезами. Технология резки бокового ствола в два этапа обусловлена значительным износом и возможной поломкой ТС при воздействии на нее больших нагрузок (работа в обсадной колонне и желобе клина) и металлической стружки.

Ориентирование отклонителей с помощью самоориентирующих устройств не имеет отмеченных недостатков (по сравнению с ориентаторами измерительного типа) и является наиболее перспективным. Самоориентаторы положительно зарекомендовали себя для ориентации отклонителей в практике направленного бурения геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые [2 – 5]. В практике направленного бурения нефтяных и газовых скважин самоориентаторы пока не используются.

Обобщенная модель самоориентаторов представляет собой следующее: ориентирующая аппаратура в виде забойного автономного механизма, который по команде оператора устанавливает отклонитель в расчетное положение, поворачивая его вокруг оси без вращения колонны бурильных труб [2]. Затраты времени на ориентацию с использованием устройств данной группы не превышают нескольких минут, так как отсутствует необходимость доставки дополнительных устройств в забойную зону и поиска требуемого положения забойного прибора вращением бурильной колонны. По сравнению с телеметрическими системами самоориентаторы имеют достаточно простую конструкцию и невысокую стоимость. Использование данных ориентаторов для резки бокового ствола позволит произвести ориентацию и вырезание целевидного окна за один этап.

Из наиболее перспективных самоориентирующих устройств можно выделить конструкцию дебалансно-гидравлического ориентатора ДГО-1-ТПИ, разработанного на кафедре «Техника разведки месторождений полезных ископаемых» Томского политехнического института [6].

Ориентатор работает следующим образом (см. рис.). Ориентатор устанавливается между отклонителем и колонной бурильных труб на резьбовых соединениях 22, 23. При этом угол между плоскостью действия отклонителя и кулачком 7 должен соответствовать требуемому направлению бурения. В скважине компоновка устанавливается таким образом, чтобы от долота (не показано) до забоя наклонной скважины было не менее 0,3 – 0,5 м. После того, как эксцентричный груз 7, поворачиваясь на подшипниках 21, займет положение устойчивого равновесия, в бурильные трубы подается промывочная жидкость, которая через канал 19 попадает в полость корпуса 1. Так как подпоршневые полости цилиндров 2 и 8 каналами 15 и 16 гидравлически связаны с полостью корпуса, то за счет давления промывочной жидкости поршни 3 и 9 перемещаются вверх. Причем скорость перемещения верхнего поршня 3 выше, чем нижнего. Промывочная жидкость из цилиндров 2 и 8 через отверстия 17 и 18 вытесняется в скважину. Движение верхнего поршня 3 и связанного с ним штока 4 прекращается после зацепления шлицев 11 эксцентричного груза 5 со шлицами 12 корпуса 1. При взаимодействии винтовых поверхностей 13 и 14 нижний кулачок 7 и связанные с ним ось 10 с поршнем 9 поворачиваются относительно верхнего кулачка 6 в направлении, которое определяется геометрией винтовых поверхностей 13 и 14. После смыкания кулачков 6 и 7 ось 10 занимает крайнее верхнее положение, при котором канал 20 находится в полости ориентатора. Через канал 20 промывочная жидкость поступает к отклонителю. При этом понижается давление в нагнетательной линии бурового насоса, что свидетельствует о завершении процесса ориентирования.

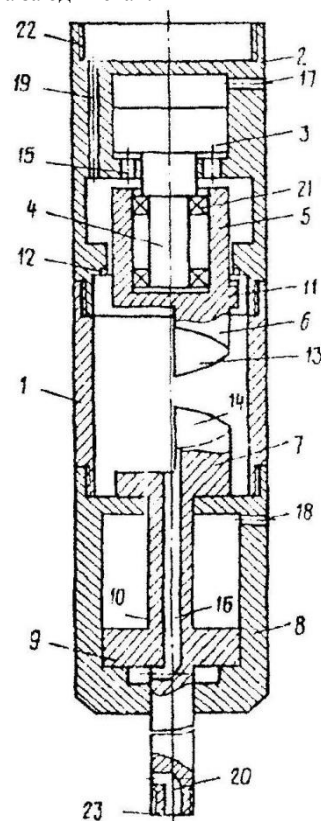


Рис. Схема ориентатора ДГО-1-ТПИ

Дебалансно-гидравлический ориентатор ДГО-1-ТПИ испытан в производственных условиях при направленном бурении геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые и показал эффективную работу в процессе ориентировании отклонителей (показатель точности ориентации равен 0,98) [4].

Для изготовления ориентатора ДГО-1-ТПИ при ориентировании клиновых отклонителей в случае резки боковых стволов из обсаженных нефтяных и газовых скважин потребовалась его модернизация в связи с несоответствием габаритных размеров бурового инструмента нефтяного сортамента и его технологических параметров (расход и давление нагнетания промывочной жидкости, крутящий момент). В настоящее время на

кафедре "Бурение скважин" Томского политехнического университета выполнены работы по модернизации ориентатора ДГО-1-ТПИ [1].

Таким образом, применение данного ориентатора для ориентирования клиновых отклонителей при резке боковых стволов обеспечит высокую точность ориентирования, сократит время установки отклонителя в нужном направлении и позволит использовать его силами буровых бригад без привлечения подрядных организаций, что в свою очередь снизит затраты на сооружение скважины.

В настоящее время планируется использовать модернизированный ориентатор ДГО-1-ТПИ в производственных условиях ЗАО «Сервисный центр бурения» (г. Нижневартовск).

Литература

1. Евграфов Д.Н. Модернизация дебалансно-гидравлического ориентатора ДГО-1-ТПИ для ориентирования клиновых отклонителей при резке боковых стволов из обсаженных скважин // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XV Международного симпозиума студ., аспирантов и молодых ученых. – Томск, 2011. – Т.2. – С. 264 – 265.
2. Костин Ю.С., Соловов Ю.Г., Нескоромных В.В. и др. Современные методы и технологии по управлению траекториями геологоразведочных скважин. – Чита: ООО "Издательский дом "Ресурсы Забайкалья", 2004. – 352 с.
3. Кривошеев В.В. Ориентация отклонителей // Техн. и технол. геол.-развед. работ; орг. пр-ва / Обзор ВНИИ экон. минер. сырья и геол.-развед. работ (ВИЭМС). – М., 1988. – 44 с.
4. Кривошеев В.В., Дельва В.А., и др. Дебалансно-гидравлический ориентатор отклонителей новой конструкции ДГО-ТПИ // Техн. и технол. геол.-развед. работ; орг. пр-ва / Экспресс-информация (ВИЭМС). – М., 1986. – Вып. 10. – С 24 – 28.
5. Нескоромных В.В., А.Г. Калинин. Направленное бурение: Учебное пособие. – М: Изд-во ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 384 с.
6. Пат. 1541362 Россия МКИ Е 21 В 7/08. Ориентатор отклонителя. Дельва В.А., Кривошеев В.В., Сулакшин С.С. Заявлено 24.11.1987; Опубл. 07.02.1990, Бюл.№ 5 – 3 с.

МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ ПРОЦЕССОВ МАССОПЕРЕНОСА ПРИ КРУПНООБЪЕМНОМ ОПРОБОВАНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ МЕТОДОМ СКВАЖИННОЙ ГИДРОДОБЫЧИ Н.Е. Горшенин

Научный руководитель профессор С.Я. Рябчиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Детальное изучение технологии скважинной гидродобычи (СГД) и технологии отбора проб данным способом позволило выявить проблему изменения вещественного состава получаемых проб [1,2], предположительно в результате несовершенства механизмов массопереноса в добычной камере. В этой связи необходимо исследовать процесс массопереноса в добычной камере и сформулировать условия надежного выноса горной массы из формируемой в процессе гидродобычи полости. Для выполнения данных исследований был предложен и сконструирован стенд, общий вид которого приведен на рисунке.

Стенд состоит из металлического корпуса 1, внутрь которого вставляется картридж 2, состоящий из крышки 3, стяжных стержней 4, дна 5 и пластины перфорированного внутреннего корпуса 6. Техническая вода нагнетается в стенд через патрубок 8, подъем пульпы осуществляется через пульпоподъемный патрубок 9. Гидромониторы 10 крепятся к нижнему концу напорной трубы 11. Стравливание воздуха из стенда осуществляется краном 12, слив воды краном 13. Для наблюдения за процессом внутри стенда предусматривается использование средств видеоконтроля 14, с подсветкой 15. Работает стенд следующим образом – на дне картриджа размещается тонкий слой исследуемой пробы россыпного материала. Картридж вставляется в наружный корпус и герметично закрепляется в нем. Затем, по патрубку 8 насосом подается вода. Внутри корпуса повышается давление и происходит отток поступающей воды через перфорированный внутренний корпус и пульпоподъемный патрубок 9 за пределы герметичного корпуса. Возникающий поток формирует поле скоростей, эквивалентное полю скоростей при всасывании жидкости из добычной камеры с равной производительностью. В созданном поле придонных скоростей происходит частичное очищение дна 5 картриджа 2 на некотором расстоянии R от всасывающего патрубка, то есть формируется четкая граница для максимальной транспортирующей (взвешивающей) скорости. После непродолжительного цикла перекачивания жидкости (1..2 мин.) картридж извлекается, дно 5 снимается и фотографируется распределение грунта на нем. Затем закладывается новая проба и эксперимент повторяется. Кроме непосредственного переноса частиц пробы посредством всасывания, предусмотрено изучение влияния на этот процесс гидромониторов. В этом случае дополнительным источником жидкости в добычной камере являются гидромониторы 10. При этом формирование поля придонных скоростей происходит с участием прямых и отраженных от стенок камеры гидромониторных струй.

Для нагнетания воды в стенд используется насос НБ-3 с подачей 18..150 л/мин при максимальном давлении нагнетания 3,0 МПа, с возможностью ступенчатого регулирования подачи (5 ступеней). Контроль подачи насоса обеспечивается расходомером РС-ТПУ (погрешность в пределах 4%).

Разработанный стенд выполнен в масштабе в сторону уменьшения его размеров. В качестве основного критерия подобия протекающих гидродинамических явлений определен критерий Рейнольдса. Предполагаемый геометрический масштаб стенда 1:10, что соответствует в натуральных условиях гидродобычному снаряду; обеспечивающему производительность по всасыванию в пределах 100 м³/час (по воде); и геометрическому размеру очистного пространства в пределах 3 м по диаметру. Принятый масштаб скоростей на рабочем участке придонной зоны 10:1. Фактическая и модельная рабочая жидкость – техническая вода.

Основной задачей исследований является установление структуры скоростного поля в придонной области добычной камеры и закономерности его изменения в зависимости от режима работы снаряда СГД – интенсивности всасывания, напора и подачи воды в добычную камеру через сопла гидромониторов.

Для выполнения исследований предусмотрено 2 схемы функционирования стенда, позволяющие:

а) изучить процессы чистого всасывания с целью определения границ смыва грунта в зависимости от подачи насоса;

б) изучить влияние на процесс смыва грунта в добычной камере гидромониторных струй с целью установления взаимосвязи достигаемой очистной площади и подводимой гидравлической энергией гидромониторов.

Экспериментальная часть работы предусматривает выполнение следующих опытов:

привязка скоростей транспортировки материала к условиям стенда;

изучение полей скоростей при чистом всасывании различной интенсивности;

изучение поля скоростей при воздействии на придонную зону гидромониторных струй различной энергии и направления.

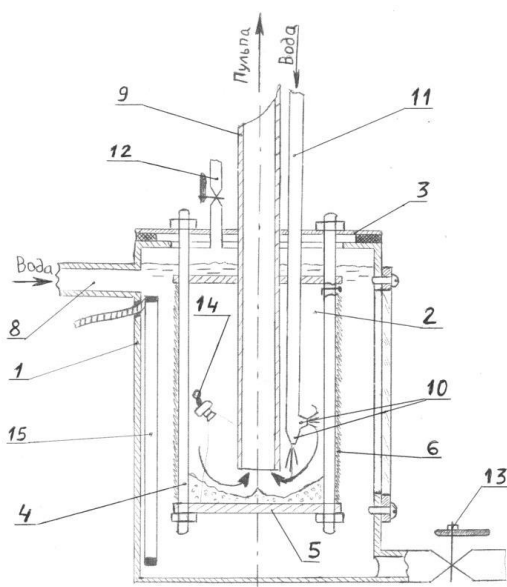


Рис. Схема стенда для исследования процесса СГД

достаточно просто и быстро выполнить поставленные задачи и достигнуть запланированной цели. В настоящее время технические возможности стенда проверены, ведутся дальнейшие экспериментальные и аналитические исследования. Разработка стенда и постановка пробных экспериментов сопровождалась математическим моделированием процесса в среде редактора COSMOFloWork. При сравнении результатов было достигнуто хорошее соответствие между экспериментальными и моделируемыми результатами.

Выполнение полного комплекса планируемых исследований позволит детально изучить процессы массопереноса в добычной камере, что позволит разработать методику качественного опробования месторождений средствами СГД.

Ожидаемый результат предлагаемых исследований – методика расчета придонных скоростей из учета необходимости переноса всех фракций рудной массы к всасывающему устройству. В качестве индикатора придонных течений используются образцы рыхлого материала: различные по размерам и плотности: неокатанные и слабоокатанные частицы горной породы с размерами 0,05..0,25 мм; 1..2 мм; 3..5 мм; плотностью 2200..2400 кг/м³; а также алюминиевую, стальную и медную крошку с размерами 1,5..2,0 мм.

Для определения площади и приведенных радиусов фигур полученные фотографии обрабатывались в редакторе Autodesk Inventor, где производилось измерение геометрических размеров и площадей получаемых участков смыва исследуемых горных пород.

Инструментальная точность определения площади составляет 0,001 мм²; погрешность определения контура фигур при надежности результата 95% – ±0,5 мм по радиусу; ±100 мм² по площади фигур. На этом основании точность определения транспортирующих скоростей на рабочем участке будет в пределах ±0,01 м/с.

Предложенная методика позволяет

Литература

1. 1-ый Советско-Югославский симпозиум по проблеме скважинной гидравлической технологии: Материалы симпозиума. – М: В/О «Внешторгиздат», 1991 – 128 с.
2. Фомин Ю.Б. Разработка технологии пульпоприготовления на основании исследований процессов массопереноса твердых частиц при скважинной гидродобыче титано-циркониевых песков: Дис. ... к.т.н. – М., 1990.

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ КРУПНООБЪЕМНОГО ОПРОБОВАНИЯ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ МЕТОДОМ СКВАЖИННОЙ ГИДРОДОБЫЧИ НА БАЗЕ
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ МАССОПЕРЕНОСА**

Н.Е. Горшенин

Научный руководитель профессор С.Я. Рябчиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Изучение технологии отбора проб при использовании скважинной гидродобычи (СГД) позволило выявить несоответствия их вещественного состава по сравнению с пробами, полученными другими методами (керновое и шурфовое опробование). Например, при СГД железных руд Бакчарского рудопроявления, руд Курской магнитной аномалии наблюдалось самообогащение руды. Для ряда россыпных месторождений, наоборот, проявляется склонность к разубоживанию извлекаемых руд [1]. Если полученные пробы предназначены для оценки качества рудного материала, заверки результатов кернавого опробования, подсчета запасов, то необходимым условием является точное соответствие состава проб фактическому составу рудного материала в целике.

Некоторые авторы считают [2, 3], что основной механизм, способствующий разубоживанию руд – это переотложение тяжелых фракций на дне добычной камеры и вымыв только легких составляющих, то есть проявляется сегрегация тяжелых фракций (при разработке слабосвязных пластов, в прочных породах причиной изменения состава может быть неполный размыв). Однако это предположение требует глубокого теоретического анализа и экспериментальной проверки. Дальнейшее развитие технологии СГД для опробования месторождений неизбежно связано с разрешением данного вопроса, его более детальной проработки и выполнения необходимых исследований.

Существующие и предполагаемые схемы транспорта пульпы в затопленных добычных камерах могут быть реализованы несколькими способами (рис. 1): – а) смыв горной массы создаваемым при всасывании потоком жидкости; б) формирование воронки и транспортировка твердых частиц под действием взвешивающих скоростей и сил гравитации; в) самотечный транспорт пльвунов за счет создаваемой депрессии и вытеснения горным давлением; г) смыв горной массы специально создаваемой гидромониторной струей; д) смыв горной массы гидромониторной струей, отраженной от стенок камеры; е) использование гибкого всасывающего устройства; ж) активное взвешивание и всасывание взвеси.

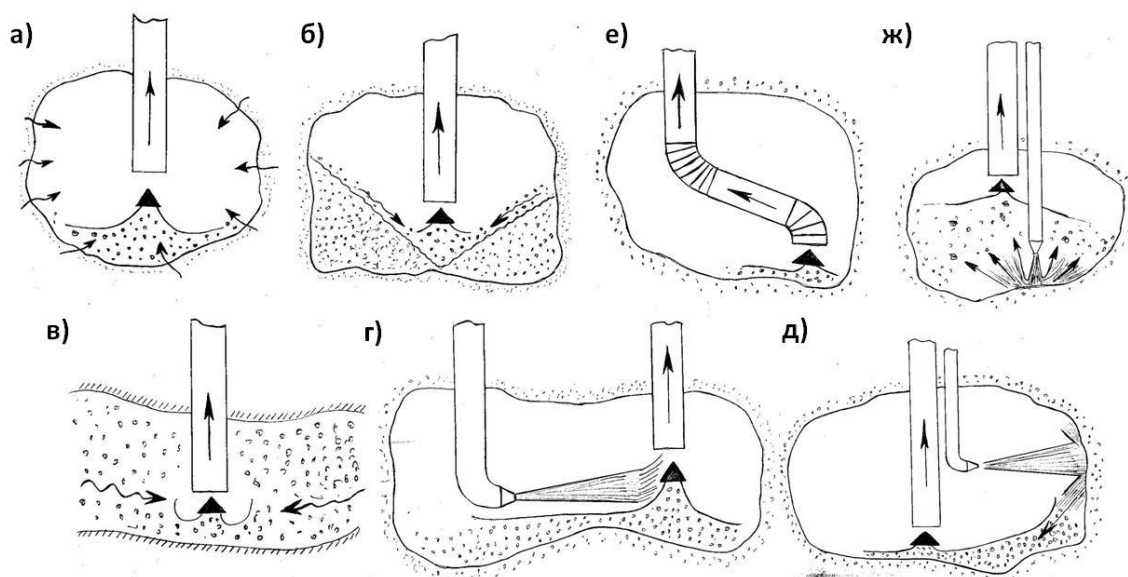


Рис. 1. Технологические схемы массопереноса в затопленном очистном пространстве

Простейшая и достаточно изученная технологическая схема приведена на рис. 1 а. В случае, если поток жидкости на некотором расстоянии от всаса уже не способен транспортировать грунт – будет происходить образование конуса (рис. 1 б) и накопление части горной массы на дне камеры, увеличивая радиус выноса за счет действия сил гравитации. Основной недостаток данных схем – не исключается осадконакопление и переотложение тяжелых фракций вне активной зоны всасывания. Технологическая схема, приведенная на рис. 1 г тоже не исключает осадконакопление в периферийной области очистного пространства. Более совершенными в этом отношении являются технологические схемы, показанные на рис. 1 в, д, е. Однако реализация гибкого всаса является перспективной, но технически сложной задачей, а разработка месторождения путем активизации пльвунных свойств далеко не на всех месторождениях. Более рациональной с точки зрения дальнейшего

развития является технологическая схема, показанная на рис.1 д, которая получила на практике наибольшее распространение.

Дальнейшее совершенствованию процессов массопереноса потребовало дополнительного изучения ряда вопросов, связанных с механизмом транспортировки твердых частиц и гидравлическими процессами в добычных камерах (поля скоростей при всасывании и при работе гидромониторных струй).

Рассматривая механизм транспортирования горной массы в добычных камерах, следует отметить следующее:

- практическое значение имеют только «взвешивающие» транспортирующие скорости, т.к. в режиме донного влечения твердых частиц производительность массопереноса малозначима;
- транспортирующая возможность потока будет определяться в совокупности его скоростью, турбулизацией, гидравлической крупностью влекомого материала;
- транспортирующая возможность потока для разнородной горной массы будет определяться по самой трудно транспортируемой составляющей, т.к. оседая, она будет препятствовать выносу более легких фракций.

Работа снаряда СГД в рассматриваемом режиме (рис.1, д) (условие плоского неразмываемого дна) создает определенное поле скоростей. Как показали проведенные эксперименты, в придонной области формируется 2 зоны эффективного массопереноса (рис.2): I – поле всасывания; II – поле отраженной гидромониторной струи.

Очевидно, что при соединении I и II зон будет достигнуто условие эффективного выноса всех фракций горной массы. Регулировать размеры зоны I возможно для данного снаряда СГД, изменяя производительность по всасыванию пульпы. Предполагаем, что зависимость радиуса эффективного всасывания R_1 от производительности всасывания Q_1 будет иметь следующий вид:

$$R_1 = k\sqrt{Q_1}, \quad (1)$$

где k – некоторая постоянная для заданных условий. На основе этого предположения можем сделать вывод, что даже значительное повышение объемной производительности снаряда не будет способствовать существенному и достаточному расширению зоны I.

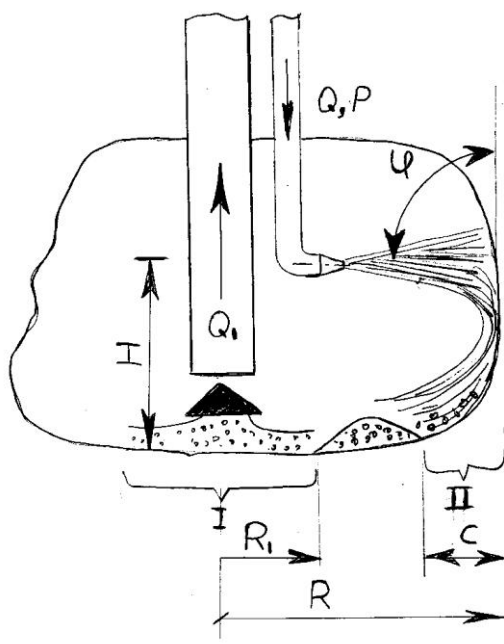


Рис. 2. Схема для расчета эффективного массопереноса

качественной транспортировки горной массы в добычной камере, исключаящую переотложение твердых фракций и их неполный вынос. На данный момент исследования для разрешения данной задачи проводятся. Однако, уже сейчас можно сделать вывод о том, что для достижения качественного опробования затопленных месторождений необходимо использовать гидромониторный снаряд, обеспечивающий непрерывное вращение гидромониторной струи вокруг оси снаряда при ее определенных режимных параметрах.

Увеличение зоны II, наоборот, легко достижимо за счет изменения расстояния позиционирования гидромонитора, угла атаки гидромониторной струи и ее мощности. Предположительно расстояние s для зоны II можно выразить как функцию:

$$s = f(\varphi, H, Q, P, R), \quad (2)$$

где φ – угол атаки гидромониторной струи; H – высота позиционирования гидромонитора; Q – подача жидкости гидромонитором; P – начальное динамическое давление гидромониторной струи; R – радиус очистного пространства.

Тогда условие качественного опробования месторождения методом СГД можно записать следующим образом:

$$R_1 + s \geq R$$

$$k\sqrt{Q_1} + f(\varphi, H, Q, P, R) \geq R$$

Уточняя значения k и взаимосвязь аргументов функции f можно разработать методику расчета

Литература

1. 1-ый Советско-Югославский симпозиум по проблеме скважинной гидравлической технологии: Материалы симпозиума. – М: В/О «Внешторгиздат», 1991 – 128 с.
2. Фомин Ю.Б. Разработка технологии пульпоприготовления на основании исследований процессов массопереноса твердых частиц при скважинной гидродобыче титано-циркониевых песков: Дис. ... к.т.н. – М., 1990.

3. Проектные проработки по скважинной гидродобыче алмазосодержащих песков на участке Улахан-Курунг-Юрах: Технический проект. – Белгород, 1994.

ПОДВОДНЫЙ БУРОВОЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ ОСВОЕНИЯ РЕСУРСОВ ШЕЛЬФА АРКТИКИ

М.В. Константинов

Научный руководитель доцент В.И. Брылин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основная часть разведанных в России запасов природного газа располагается за полярным кругом, в зоне вечной мерзлоты и крайне суровых климатических условий. Любые работы, связанные с бурением скважин и транспортировкой добытого газа на материковой части можно производить там только в зимнее время. Летом, когда оттаивает верхний слой многолетней мерзлоты, практически все работы останавливаются. Причинами этому является летняя оттепель, из-за которой техника тонет в болотах, а главным транспортным средством становится вертолет - стоимость эксплуатации которого в качестве повседневного транспорта слишком высока даже для нефтегазового бизнеса.

В 80х-90х годах на Арктическом шельфе Баренцева и Карского морей были обнаружены большие запасы газа и нефти. Развитие этих месторождений в значительной мере сдерживается суровостью климатических условий Заполярья: значительные глубины залегания ресурсов, немалые глубины шельфовых морей. Но главное - постоянно движущиеся сплошные ледяные поля, мощность которых достигает 2 м при площади многие тысячи квадратных километров. Ни одна созданная человеком конструкция не способна противостоять такому натиску природных сил. Стоимость добываемого там углеводородного сырья более чем в 4 раза превышает стоимость добычи в более южных морях. Соответственно, для освоения этих месторождений требуются существенно большие инвестиции в развитие новых технологий добычи углеводородов.

Мировой опыт добычи нефти и газа с морского дна достаточно велик, но малоприменим в условиях, готовящихся к освоению газовых месторождений Карского и Баренцева морей, так как основной опыт подобных работ накоплен в теплых морях, где климатические условия мягкие, моря не покрываются льдом, а проносящиеся время от времени ураганы хотя и представляют серьезную опасность, но заранее прогнозируются, что позволяет принимать меры предосторожности.

В связи с этим идея проектирования и строительства подводного бурового комплекса представляется вполне логичной. Во всяком случае, если исходить из того, что увеличение стоимости углеводородов может продолжаться до бесконечности и в любом случае потребитель оплатит все расходы на добычу и транспортировку ресурса. Использование тех наработок, которые существуют у конструкторов атомных подводных лодок, может оказать неоценимую услугу нефтегазовому комплексу. Первым с подобным предложением выступило подразделение ОАО ЦКБ "Лазурит" (Нижний Новгород), занимавшееся шельфовыми разработками.

Учитывая географическое положение Баренцева и Карского морей, представляется очевидным, что промышленное бурение на имеющихся там месторождениях природного газа возможно только с погруженных, лежащих на морском дне подводных платформ. Для обслуживания, как самих платформ, так и всего комплекса судов обеспечения требуется создание новых технических средств, способных продолжительное время автономно работать, находясь в подводном положении. А для обеспечения деятельности этих средств необходимо очень большое количество энергии.



Рис. 1. Атомная подводная буровая установка

Предложенный подводный буровой комплекс состоит из донной опорной плиты и подводного бурового судна. Донная опорная плита устанавливается на морском дне стационарно и на этапе бурения служит опорой для подводного бурового комплекса, а после завершения бурения на ней устанавливается оборудование для промышленной добычи природного газа и его передачи на сушу для дальнейшей транспортировки потребителям. Подводное буровое судно имеет на борту оборудование для бурения куста из 8 скважин глубиной до 3500 м каждая при глубинах моря от 70 до 400 м. На борту имеется буровая установка и запас расходных материалов достаточных для бурения одной скважины. Для дальнейшего бурения расходные материалы на борт судна предполагается доставлять в контейнерах. На ранних этапах проекта энергоснабжение донной опорной плиты и подводного бурового судна предполагалось осуществлять с берега по электрическому кабелю. В последних проектных материалах говорится о применении ядерной

энергетической установки в качестве основной энергетической установки на всех плавучих объектах (подводных и надводных судах). Донную опорную плиту планируется строить и испытывать в заводских условиях, после чего буксировать в надводном положении к месторождению. Там ее предполагается устанавливать на дно, подсоединять к транспортным трубопроводам и подключать к внешнему энергоснабжению. Подводное буровое судно должно передвигаться по поверхности плиты как по рельсам от одного устья скважины к другому и производить бурение. Отработанный буровой шлам от всех восьми проектных скважин предполагается хранить в емкостях, расположенных в основании донной опорной плиты. Одна плита используется до полной выработки запасов восьми скважин, которые бурятся с ее поверхности, после чего она остается лежать на дне моря.

Таблица 1

Общие характеристики подводного бурового судна и донной опорной плиты

Параметры	Подводное буровое судно	Донная опорная плита
Длина, м.	99	123
Ширина, м.	31	30
Высота, м.	33	15
Осадка, м.	9	7
Водоизмещение, т.	22850	8900
Численность экипажа, всего/ буровая бригада, чел.	60/29	не определена
Автономность по средствам жизнеобеспечения, суток	60	
Автономность по буровым запасам, скважин	1	
Потребляемая мощность, кВт	6000	50

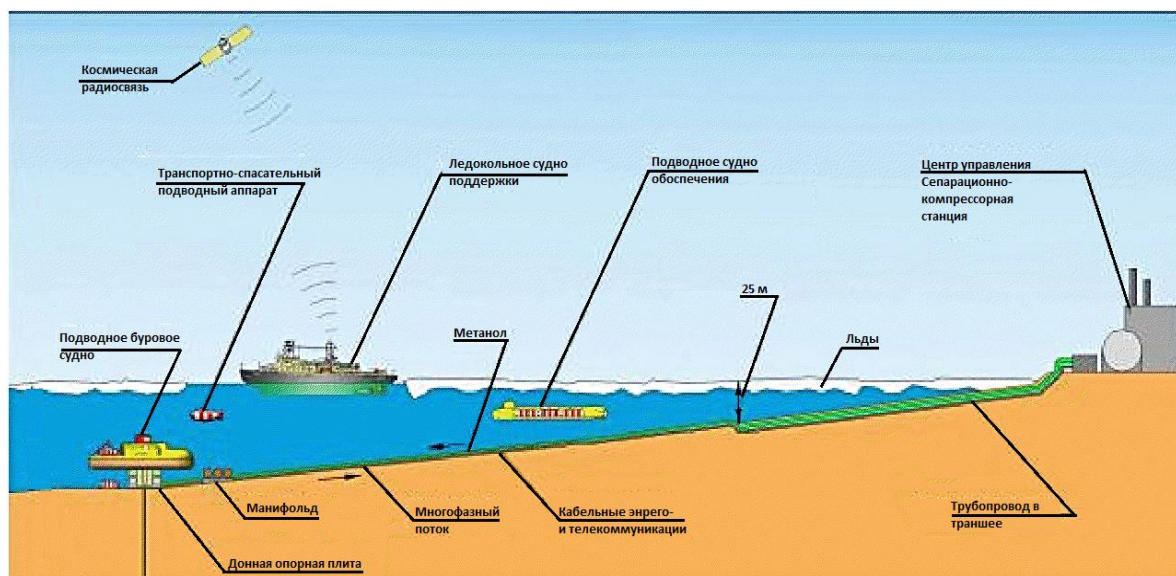


Рис. 2. Схема добычи нефти и газа с использованием подводной атомной установки

Литература

1. Лавковский С.А. "Подводно-подледные технологии с атомными источниками энергии –безальтернативное решение проблемы добычи газа в Арктике", доклад на международной конференции "Международное сотрудничество по ликвидации ядерного наследия атомного флота СССР", 17 апреля 2008 г.
2. <http://www.bellona.ru>
3. <http://www.cdb-lazurit.ru>

ОЧИСТКА ФИЛЬТРОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ УСТАНОВКОЙ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ

А.Т. Оспанов

Научный руководитель доцент В.И. Брылин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В процессе длительной эксплуатации откачных геотехнологических скважин, происходит снижение их производительности. Одной из основных причин уменьшения дебита скважин является кольятация фильтров и прифильтровых зон продуктивного пласта. Коальятация происходит при осаднении частиц породы на на внутренней и наружной поверхностях и в проходных отверстиях фильтров, между каркасом и водопримной поверхностью фильтра и в порах прилегающих пород под действием силы тяжести. Со временем осадки обезвоживаются и уплотняются. В результате происходит увеличение гидравлических сопротивлений и снижение дебита скважины.

Для очистки фильтров существует несколько десятков способов. Наиболее часто при освоении скважин применяются гидромеханические способы, что обусловлено возможностью их реализации с помощью серийного бурового оборудования.

В последнее время наметилась тенденция применения при освоении гидрогеологических скважин сравнительно новых способов, основанных на импульсных принципах работы. Импульсные методы восстановления дебита скважин на воду основаны на создании внутри фильтра и в прифильтровой зоне мгновенных перепадов давления, что приводит к ударным нагрузкам разной интенсивности и появлению фильтрационных потоков переменного направления. Все это оказывает разрушающий эффект на кольятант цементирующий фильтр и призабойную зону скважины. При создании импульса давления в прифильтровой зоне водозаборной скважины образуется интенсивная волна давления и расходящееся движение среды.

Такая высокоэффективная технология восстановления дебита скважин реализована при восстановлении гидрогеологических скважин глубиной до 800 м. Она заключается в совместном использовании в одной технологической цепочке гидродинамической установки высокого давления (ГУВД) (рис.1) с комплектом вспомогательного оборудования и гидродинамического кавитационного вибратора (ВГК) (рис.2), спускаемого в скважину на шлангах высокого давления.

Гидродинамический кавитационный вибратор создаёт колебания давления жидкости в скважине и воздействует на продуктивный пласт компрессионно-депресссионными волнами.



Рис.1. Гидродинамическая установка высокого давления

струйный эффект.

В вибраторе применён кавитационный генератор колебаний давления, обеспечивающий пульсацию жидкости, поступающей в скважину. Эта пульсация давления, амплитуда колебаний которой увеличивается до 4-х раз по сравнению с давлением в скважине, оказывает волновое воздействие на фильтр и окружающую его породу продуктивного пласта. В результате происходит снижение коэффициента трения и нарушение связей кольятанта с фильтром и породой. Направленность выхлопных сопел в сторону забоя скважины и её стенок обеспечивают, кроме того,



Рис.2. Гидродинамический кавитационный вибратор

одновременным контролем процесса восстановления фильтрационных свойств призабойной зоны; очистку скважины от продуктов разрушения пробок, насосов и кальманта специальным погружным насосом с определением дебита скважины; пуско-наладку штатного погружного насоса; проведение наблюдений и разработка рекомендаций по эксплуатации скважины (режимам работы насоса).

Гидродинамическая компрессионно-депресссионная виброволновая обработка призабойной зоны с применением вибратора гидродинамического кавитационного (ВГК) является высоко эффективным методом и имеет преимущества перед другими, в том числе импульсными (ультразвуковым, пневмоимпульсным, электрогидравлическим, электроакустическим, взрывным или торпедированием и др.) способами.

Эффективность метода с применением вибратора ВГК широко опробована при декольматации фильтров и продуктивных пластов, представленных песками различной зернистости (обсаженных сетчатыми, керамическими и др. фильтрами), известняками различной степени трещиноватости и вязкости, с прослойками глин и мергелей, в открытых стволах и с обсадкой трубами с перфорационными каналами. Чаще всего дебит не только восстанавливается, но в большинстве случаев превышает достигнутый при освоении скважин.

Эффективность этого метода очистки скважины определяется повышением притока полезного компонента до уровня близкого к установленному при освоении скважины; продолжительностью сохранения достигнутого эффекта, которая по гидрогеологическим скважинам составляет не менее 5-7 лет; исключением негативного воздействия на фильтр и обсадную колонну в связи с кратковременностью импульса давления несмотря на его высокую амплитуду, а также низкими затратами (в 10 и более раз уступающими затратам по сооружению новых скважин), исключением негативного воздействия на фильтр и обсадную колонну в связи с кратковременностью импульса давления несмотря на его высокую амплитуду, а также низкими затратами (в 10 и более раз уступающими затратам по сооружению новых скважин).

Литература

1. Повышение продуктивности и реанимации скважин с применением виброволнового воздействия/В.П. Дыбленко, Р.Н. Камалов, Р.Я. Шарифуллин, И.А. Туфанов. – М.:Недра,2000.–381 с.
2. <http://www.stogroup.ru>
3. <http://www.kronagroup.ru>

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЙ СТЕНД ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРОЦЕССОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ СКВАЖИННОЙ ГИДРОДОБЫЧЕ ЖЕЛЕЗНЫХ РУД БАКЧАРСКОГО РУДОПРОЯВЛЕНИЯ

С.В. Шац, В.В. Павлов, И.Б. Бондарчук

Научный руководитель профессор С.Я. Рябчиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Эффективность гидродинамического разрушения горных пород при скважинной гидродобыче (СГД) железных руд Бакчарского рудопоявления существенно повышается при комплексном воздействии на продуктивный пласт в рабочей камере (гидромониторное, депрессионное и гидроимпульсное воздействия) [1, 2]. Используемые при этом скважинные гидродобычные снаряды представляют собой конструктивно совмещенный гидромонитор и пульпоподъемное устройство (эрлифт).

Указанные ограничения и недостатки значительно снижают эффективность работы по СГД железной руды.

Исходя из указанных ограничений и недостатков на кафедре «Бурение скважин» Томского политехнического университета проведены работы по усовершенствованию технологии разрушения горных пород за счет создания гидродинамических колебаний в скважине. Для этой цели разработаны скважинные гидродобычные снаряды [3, 4] на базе гидротурбинного расширителя конструкции ПСО Востокбурвод и

Технологическая последовательность операций включает: подъем водоподъемной колонны и проверку состояния её соединений; телеинспекцию (до и после обработки и очистки скважины) и при необходимости геофизические исследования; замер статического уровня и глубины скважины; обработку скважины, включая приемок, фильтр и прифильтровую зону продуктивного горизонта, с применением вибратора ВГК с

специальных устройств – кавитаторов [5]. При этом гидротурбинный расширитель (рис. 1) обеспечит вихревое воздействие струи жидкости на размываемую породу за счет вращения гидромониторных насадок вследствие реактивной силы струи жидкости без вращения колонны труб. Кавитаторы (рис. 2) выполнены на базе трубки Вентури, в проточной части которой имеются дополнительные элементы (кавитационные камеры различной конфигурации). Данные устройства обеспечат импульсное воздействие струи жидкости на размываемую породу, что повысит эффективность ее разрушения.



Рис.1. Гидротурбинный расширитель ПСО Востокбурвед

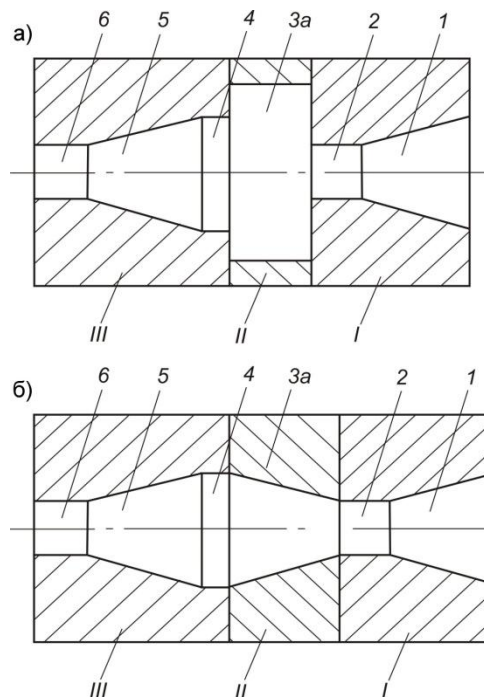


Рис.2. Схемы кавитаторов: I, II, III – сопла; 1 – входной конфузор; 2 – входной цилиндрический канал; 3а – цилиндрическая кавитационная камера; 3б – диффузорная кавитационная камера; 4 – промежуточный цилиндрический канал; 5 – выходной конфузор; 6 – выходной цилиндрический канал

Применяемая технология гидродинамического разрушения горных пород при СГД железной руды имеет ряд ограничений и недостатков:

формирование гидроимпульсов эрлифтом требует прерывистую подачу сжатого воздуха, что может привести к перекрытию пульпой (забивке) смесителя и колонны воздухоподающих труб;

конструкция снаряда не позволяет обеспечить постоянное вращение гидромонитора, что необходимо для эффективного размыва руды и выноса пульпы. Это объясняется следующими факторами. Во-первых, обеспечить вращение снаряда с поверхности технически сложно и трудоемко. Во-вторых, повышается вероятность отвинчивания низа обсадной (пульпоподъемной) колонны труб.

Для проведения исследований влияния гидродинамических колебаний в жидкости на разрушение горных пород с использованием гидротурбинного расширителя и специальных кавитаторов нами разработана конструкция экспериментального стенда, принципиальная схема которого показана на рис. 3. Принцип работы экспериментального стенда заключается в следующем. Рабочая жидкость (техническая вода) под давлением от бурового насоса 1 подается по гибкому шлангу 2, через сальник-вертлюг 3, ведущую трубу 5 и переводник 7 на гидротурбинный расширитель 6. Далее, через радиальные отверстия полого вала 14, кольцевую полость 8 и подводные каналы 9 рабочая жидкость поступает на боковые гидромониторные насадки (кавитаторы) 10. За счет того, что насадки 10 расположены тангенциально, при истечении из них гидромониторной струи, возникают реактивные силы, приводящие к вращению корпуса 15. При этом происходит боковой размыв рыхлой породы 11, которой заполнена рабочая емкость 12. Пульпа, образующаяся при размыве, по соединительному шлангу попадает в мерную емкость 13, в которой происходит отделение твердой фракции и далее из емкости 16 очищенная вода поступает обратно в зумпф 19. Регулирование расхода рабочей жидкости осуществляется при помощи трехходового крана 17 и расходомера 20.

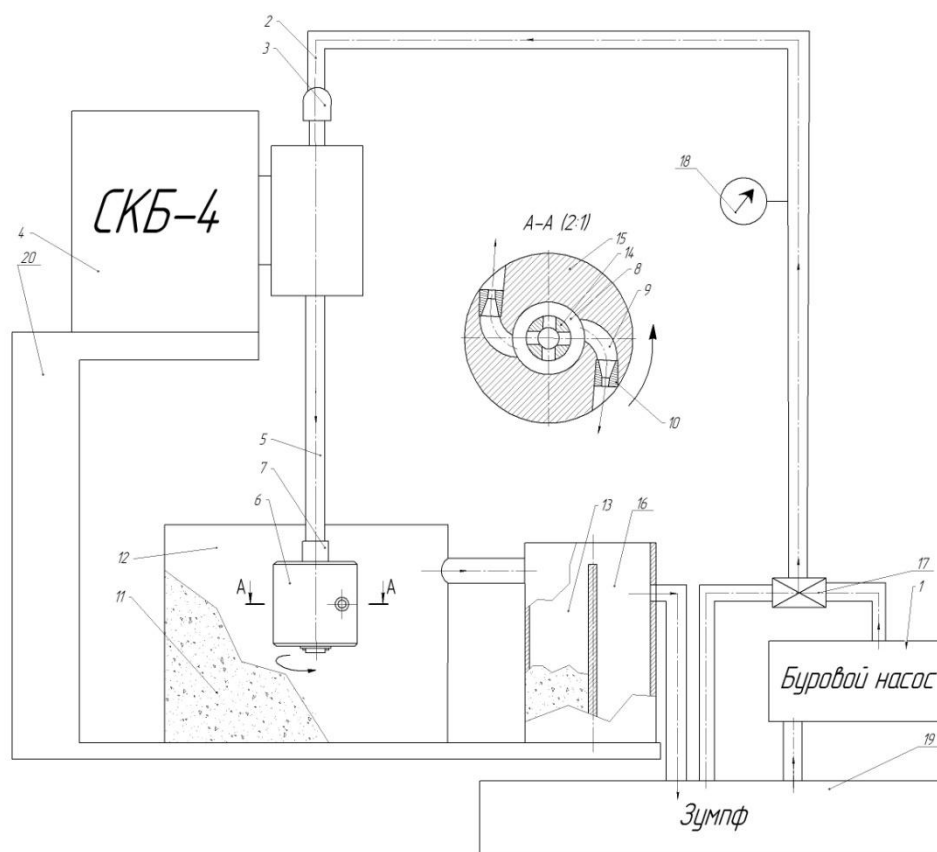


Рис. 3. Принципиальная схема экспериментального стенда для проведения исследований влияния гидродинамических колебаний в жидкости на разрушение горных пород: 1 – буровой насос; 2 – гибкий шланг; 3 – сальник-вертлюг; 4 – буровой станок; 5 – ведущая труба 6 – струйный монитор; 7 – переводник; 8 – кольцевая полость; 9 – подводящие каналы; 10 – гидромониторные насадки (кавитаторы); 11 – рыхлая горная порода; 12 – рабочая емкость; 13 – мерная емкость; 14 – полый вал; 15 – корпус; 16 – емкость; 17 – трехходовой кран; 18 – манометр; 19 – зумпф; 20 – опора

Целевое назначение разработанного стенда заключается в следующем:

количественная и качественная оценки эффективности размыва рыхлой породы импульсными и вихревыми струями жидкости и их сравнение с результатами обычных гидромониторных струй; исследование влияния технологических параметров гидротурбинного расширителя и геометрических характеристик разработанных кавитаторов на эффективность их воздействия на горную породу.

Результаты исследований будут использованы при разработке рекомендаций по созданию технических средств и технологии скважинной гидродобычи с использованием гидродинамических колебаний в жидкости для повышения эффективности гидродинамического разрушения горных пород.

Литература

1. Бондарчук И.Б. Классификация способов, технологических и технических решений для реализации гидродинамического разрушения горных пород при скважинной гидродобыче полезных ископаемых // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XV Международного симпозиума студ., аспирант. и молодых ученых. – Томск, 2011. – Т.2. – С. 259 – 261.
2. Лунев В.И., Усенко А.И., Бондарчук И.Б., Скрипко О.К., Иванюк И.М. Состав продуктов скважинной гидродобычи бакчарской железной руды // Проблемы научно-технического прогресса в бурении скважин. – Томск: Изд-во ТПУ, 2009. – С. 66 – 76.
3. Пат. 84917 Россия МКИ E21 C45/00. Гидромониторное устройство для образования полостей в подземных формациях через скважины. Бондарчук И. Б., Рябчиков С.Я., Зыков В.М., Лунев В.И. и др. Заявлено 20.03.2009; Опубл. 20.07.2009, Бюл.№ 20 – 2 с.
4. Пат. 85196 Россия МПК E21 C45/00. Снаряд для скважинной гидродобычи твердых полезных ископаемых. Бондарчук И. Б., Шац С. В., Павлов В.В., Зыков В.М., Рябчиков С.Я., Лунев В.И. и др. Заявлено 20.03.2009 г., Опубл. 27.07.2009, Бюл.№ 21 – 2 с.
5. Патент 77351 РФ, МПК E21C 45/02. Гидрокавитационное устройство пульсирующе-кавитационного действия. Бондарчук И. Б., Котов А. В., Рябчиков С. Я. и др. Заявлено 12.05.2008 г., Опубл. 20.10.2008, Бюл. № 29 – 2 с.

Секция 14

ГОРНОЕ ДЕЛО. РАЗРАБОТКА РУДНЫХ И НЕРУДНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ГОРНОГО ДЕЛА В ТРЕТЬЕМ ТЫСЯЧЕЛЕТИИ

В.Г. Лукьянов, профессор

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В общем комплексе работ при поисках, разведке и доразведке месторождений полезных ископаемых горно-разведочные работы занимают важное место, обеспечивая высокое качество и достоверность получаемых геологических данных, особенно в условиях разведки месторождений цветных, редких и благородных металлов. Странами СНГ ранее при разведке месторождений полезных ископаемых, главным образом, на стадии детальной разведки, ежегодно проводилось около 300 тыс.м горизонтальных горно-разведочных выработок, такой же объем горно-разведочных выработок ежегодно выполнялся и в других отраслях горнодобывающей промышленности.

Распад СССР и переход ряда горнодобывающих отраслей в частную собственность привели к кризису сырьевой базы страны. Недостаточно проводится прирост запасов полезных ископаемых. Объем горно-разведочных работ резко снизился. И, видимо, так долго не может продолжаться. Существующие рудники дорабатывают разведанные ранее в советское время полезные ископаемые, поэтому необходимо проводить горно-разведочные работы, чтобы увеличить запасы месторождений. По-новому надо подойти к существующим технологиям отработки рудников, максимально используя все полезные компоненты (многое уходит в отвал), и использовать нетрадиционные технологии, которые разработаны учеными, но не дошли до производства, необходимо усилить поисковые разведочные работы в таких регионах, как Читинская и Магаданская области, Хабаровский край, Якутия, Западная Сибирь.

Прогресс в технологии, технике и организации проведения горно-разведочных выработок видится в рациональном использовании разработок ученых, конструкторов и достижений практиков, полученных за предыдущее десятилетие, которые можно свести к следующему:

- совмещению детальной разведки с промышленным освоением, т.е. сооружению и использованию для детальной разведки горно-капитальных и горно-подготовительных выработок (выработок разведочно-эксплуатационного назначения);

- применению методов многовариантных расчетов организационно-технологических параметров горно-проходческих работ при составлении технологических карт их проведения;

- совмещению отдельных процессов во времени и пространстве;

- повышению уровня механизации горнопроходческих процессов;

- применению научно обоснованных типовых решений по проведению горизонтальных горно-разведочных выработок.

Основные научные результаты, полученные сотрудниками кафедры горного дела при участии студентов ТПУ, следующие:

- разработаны теоретические и практические основы прогрессивной многозабойной технологии проведения горно-разведочных выработок при детальной и эксплуатационной разведке, базирующихся на выявленных закономерностях между основными организационно-технологическими параметрами многозабойного метода проходки с использованием современных технических средств и передовых форм организации труда, что позволяет сократить сроки разведки месторождений;

- расширены и углублены исследования в области техники, технологии и организации проведения горно-разведочных выработок в Сибири, на Северо-востоке страны, а также в Таджикистане и Узбекистане;

- установлены взаимосвязи между технологическими и организационными факторами при разведке золоторудных месторождений, а также на месторождениях других цветных металлов;

- разработан и предлагается принципиально новый методический подход к разработке ресурсосберегающей технологии проведения горизонтальных выработок, позволяющий учитывать в типовых и индивидуальных проектах подземных горнопроходческих работ основные параметры проектируемой разведочной сети;

- впервые предлагается новая концепция расчета графика организации работ специализированных проходческих звеньев, при обслуживании одним комплектом мобильного проходческого оборудования нескольких забоев в течение смены.

ОБОСНОВАНИЕ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ ЛОКАЛЬНЫХ РУДНЫХ ТЕЛ С УЧЕТОМ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ КОЛЧЕДАННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЮЖНОГО УРАЛА**Н.В. Бурмистров**

Научный руководитель старший преподаватель О.С. Колесатова

**Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова,
г. Магнитогорск, Россия**

На современном этапе развития горного производства добыча минерального сырья требует освоение новых месторождений или совершенствование действующих горных предприятий. Освоение новых месторождений залегающих в более сложных горно-геологических условиях, расположенных в неосвоенных и труднодоступных районах, приводит к резкому увеличению капиталовложений на их разведку и добычу, что ведет к увеличению себестоимости сырья. Поэтому необходимо повышать интенсивность освоения уже действующих предприятий, для более рационального извлечения полезного ископаемого из недр.

В этих условиях более полное извлечение полезного ископаемого и высокие техникоэкономические показатели будут обеспечиваться комбинированной разработкой.

Анализ практики применения комбинированной разработки показал, что 60-65% рудников осуществляют добычу подкарьерных запасов, находящихся ниже отметки дна карьера, и 15-18% предприятий разрабатывают прибортовые запасы. Около 25% рудников осуществляют добычу локальных залежей, расположенных в бортах карьеров.

Таблица

Системы разработки месторождений

Запасы, осваиваемые комбинированной технологией	Месторождения
Подкарьерные запасы	Шалым, Апатитовый цирк, Блявинское, Вишневогорское, Юбилейное, Гайское, Тишинский рудник, Джусинское, Учалинское, Медвежий ручей, Молодежное, Сибайское, Чамбиши, Элен, Кананса, Флин-Флон, Брансуик, Броукен-Хилл, Каула-Котсельваара
Прибортовые запасы	Шалым, Апатитовый цирк, Тишинский рудник, Учалинское, Молодежное, Сибайское, Александринское, Тулукуй, Таш-Тау, Камаган, Эрцберг, Миндякское, Тулукуйское, Тырнаузский, Абаканский, Каджаранский, Западный Каражал
Запасы в локальных рудных телах	Тишинский рудник, Молодежное, Таш-Тау, Юбилейное, Шалым, Апатитовый цирк

Для освоения прикарьерных запасов открыто-подземной геотехнологией применяются различные по способу поддержания выработанного пространства системы разработки. Большое распространение получили системы разработки с искусственным поддержанием выработанного пространства, применяемые в различных вариантах: этажно-камерные с последующей закладкой выработанного пространства твердеющими смесями (Учалинское, Сибайское, Гайское), слоевые системы разработки (месторождения Каула-Котсельваара, Миндякское, Тулукуйское) [2]. Системы разработки с естественным поддержанием выработанного пространства применяются на Хайдарканском, Енском руднике, Вишневогорском, Сорском месторождениях. Системы разработки, сутью которых является обрушение руды и вмещающих горных пород применяются на следующих рудниках: Куржункульский, Естюнинский, Ауэрбаховский, Валуевский, Лениногорский, Расвумчорский, Тырнаузский, Абаканский, Каджаранский, Западный Каражал. [1]

Основываясь на достоинствах и недостатках каждого из классов систем разработки, можно сделать следующие выводы:

Системы с искусственным поддержанием выработанного пространства характеризуются низкой интенсивностью освоения запасов и производительностью блока, высокой себестоимостью добычи, зато обеспечивают устойчивое состояние подрабатываемого массива пород и низкие показатели потерь и разубоживания руды.

Системы разработки с естественным поддержанием выработанного пространства характеризуются большими значениями производительности блока, интенсивности выемки, потерь и разубоживания руды, чем у систем с искусственным поддержанием выработанного пространства, затраты на добычу меньше, в некоторых случаях сопоставимы с затратами при системах с закладкой и креплением. Поскольку применяются только в условиях высокой устойчивости руд и вмещающих пород, поддержание выработанного пространства осуществляется за счет естественной устойчивости руд и налегающих пород путем оставления целиков различной формы, то налегающие породы находятся в устойчивом состоянии.

Системы разработки с обрушением руды и вмещающих пород характеризуются наиболее высокой производительностью блока, интенсивностью освоения запасов и низкими затратами на добычу, однако, для них характерны высокие значения потерь и разубоживания руды и невозможность сохранения земной поверхности.

Обработка апофизов, маломощных параллельных и отдельных рудных тел, не попадающих в контур карьера из-за увеличения вскрышных работ, подземным способом связана с трудностями, так как основные

вскрывающие выработки проходят, как правило, на этаж ниже проектного дна карьера. Проходка специальных вскрывающих выработок, подготовка новых горизонтов или вскрытие этих районов восстающими с нижних откаточных горизонтов, необходимость проведения подающих и исходящих вентиляционных путей делают нерентабельной и подземную разработку, поэтому иногда такие запасы списывают в потери. Комбинированный способ разработки позволяет принципиально изменить подход к решению указанных вопросов.

Вскрытие рудных тел, расположенных в бортах карьеров, осуществляют штольневые выработками с борта карьера на одном или нескольких горизонтах. При этом экономический эффект будет тем выше, чем больше запасы руды, чем дальше они расположены от основных подземных выработок и чем более совершенные транспортные средства будут использоваться.

Вскрывающие выработки в зависимости от проектных решений могут использоваться для подачи в район работ свежего воздуха, для транспортирования горной массы и вспомогательных материалов, могут служить исходящими вентиляционными путями.

На Тишинском руднике, таким образом, вскрыты 2, 3, 4-й горизонты. Отработка рудных тел в борту карьера за пределами охранных целиков шахт и поверхностных сооружений предусмотрена системами подэтажного обрушения и этажно-камерной, а в пределах охранной зоны — слоевой выемкой с закладкой выработанного пространства. Проведение штолен и подготовку из них очистных блоков осуществляют с применением как переносного, так и самоходного оборудования. В первом случае в штольне прокладывают рельсовые пути, а на уступе карьера монтируют приспособление для разгрузки вагонов. Использование самоходного оборудования более эффективно. Применение схемы вскрытия и подготовки рудных тел штольнями с уступа карьера самоходным оборудованием сокращает сроки подготовки района к добыче, создает удобные пути транспортирования в подземные выработки самоходных машин, доставки материалов, оборудования, людей, создает оптимальные вентиляционные пути на время ведения как горно-подготовительных, нарезных, так и очистных работ. Штольневые выработки являются также удобными запасными ходами. Отработку руд в борту карьера осуществляют как после окончания открытых работ, так и параллельно с работой карьера, что более целесообразно, потому что содержание дорог в карьере, использование погрузочных, транспортных машин, поддержание в рабочем состоянии энергетических коммуникаций экономически выгоднее при действующем карьере [3].

На Молодежном месторождении в западном борту северного фланга карьера расположено локальное рудное тело 4, которое разбито на три части: северо-западная часть, центральная и южная. Северо-западная часть обрабатывается сплошным порядком с одновременной работой во всех заходках по направлению от борта системой с обрушением. На этом же участке борта (блок № 1) подработка борта будет осуществляться подземными горными работами, расположенными параллельно борту и с поддержанием выработанного пространства рудными целиками. Отработка центральной части (блок № 2, 3) осуществляется камерами по направлению с запада на восток и, следовательно, подработка борта будет происходить от массива борта на выработанное пространство карьера. Площадь подработки будет расти с севера на юг. В южной части рудного тела (блок 5, 6) подработка борта происходит в глубине массива (блок № 5) с востока на запад, а в дальнейшем - параллельно борту карьера. Расширение площадей подработки будет происходить в глубине массива с севера на юг, а в прибортовой части - с востока на запад.

Анализируя, необходимо отметить следующее:

1. Обоснование рациональной области применения тех или иных классов систем разработки в условиях комбинированной открыто-подземной геотехнологии является актуальной задачей, поскольку может позволить свести использование дорогостоящих систем разработки с искусственным поддержанием выработанного пространства к минимуму, а высокопроизводительные и дешевые системы разработки с обрушением руды и вмещающих пород могут применяться гораздо чаще.

2. Обеспечение рационального недропользования необходимо производить не только с точки зрения технологии, но и с точки зрения маркшейдерского обеспечения рационального недропользования и контроля за осуществлением технологии.

Литература

1. Каплунов, Д. Р. Комбинированная геотехнология / Д.Р. Каплунов, В.Н. Калмыков, М.В. Рыльникова – М.: Изд. «Руда и металлы», 2003. – 560с.
2. Романько Е.А., Колесатова О.С., Картунова С.О. Маркшейдерское обеспечение недропользования при освоении прикарьерных запасов комбинированной геотехнологией. // Материалы конференции: ТулГУ, – Тула: ГОУ ВПО «ТулГУ», 2011 – Т.2. – С. 530-533.
3. Шнайдер М.Ф., Вороненко В.К. Совмещение подземных и открытых разработок рудных месторождений. – М.: Недра, 1985. – 132 с.
4. Щелканов В.А. Комбинированная разработка рудных месторождений. – М.: Недра, 1974. – 232 с.

КРАТКИЙ ОБЗОР ИСТОРИИ РАЗВИТИЯ ВЗРЫВНОГО ДЕЛА

Д.С. Былин

Научный руководитель профессор В.Г. Лукьянов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современная взрывная техника, как и техника вообще, впитала в себя многовековой опыт, творческие поиски, плоды напряжённого труда и таланта народных умельцев, изобретателей, техников, инженеров, учёных, усилиями которых постоянно обобщается, совершенствуется и преемственно обогащается наследие производственного, технического и научного опыта многих миллионов людей.

1.1. История создания и применения взрывчатых веществ

Первым взрывчатым веществом (ВВ), которое изобрел человек, был чёрный дымный порох. Время его открытия и имена изобретателей остались неизвестными. В древние времена порох знали в Китае и Индии, откуда его заимствовали арабы. По утверждению Бертелло чёрный дымный порох в Европе начали использовать в X в. при проведении праздников, так называемых "вечеров огня". Как метательное средство порох известен с XIII в.

В XV в. порох начали применять в минно-подрывном деле для разрушения укреплений противника: при осаде Будапешта (Венгрия) в 1489 г. и Казани (Россия) в 1552 г. Впервые в мире для хозяйственных целей порох был использован в 1548 г. при расчистке фарватера р. Неман.

История применения ВВ в горном деле началась в Словакии на руднике Банска-Штьявница при проходке штольни в 1627 г., а к концу XVII в. взрывные работы в горной промышленности применялись почти во всех странах Европы. Но поскольку эффективность взрывных работ была невысока, человек работал над созданием более мощных ВВ. В годы бурного развития химии в конце XVIII и начале XIX вв. были получены первые новые более эффективные ВВ: нитробензол в 1834 г., нитронафталин в 1836 г., пироксилин в 1846 г.

История открытия взрывчатых веществ - героические страницы в летописи химии. Часто химик, получивший новое соединение, не подозревал о том, что оно способно взрываться, и дорого (потерей пальцев, зрения, а иногда и жизни) оплачивал своё открытие.

Большим событием в области создания ВВ было получение профессором А.Собреро (г. Турин, Италия) путём обработки глицерина азотной кислотой в присутствии серной кислоты азотнокислого эфира глицерина (нитроглицерина) в 1846 г. Это было, по существу, концом эпохи порохов и началом эры мощных ВВ. В чистом виде нитроглицерин - бесцветная маслянистая жидкость, ядовит, весьма чувствителен к механическим воздействиям (удару, трению) и к огню. Температура вспышки 180°C, горение его быстро переходит во взрыв, чувствительность к удару 4 см.

В то время нитроглицерин могли делать небольшими партиями. Попытки изготовлять его в больших количествах заканчивались взрывами. Ввиду большой чувствительности к удару и трению и вследствие неудобства работы с жидким ВВ чистый нитроглицерин имел ограниченное применение, а вскоре его перестали использовать.

В 1853 г. российский академик Н.Н. Зинин и полковник артиллерии В.Ф. Петрушевский разработали технологию изготовления нитроглицерина в больших количествах. Для удобства применения они провели эксперименты по пропитке различных невзрывчатых веществ нитроглицерином и в этом же году предложили несколько видов новых ВВ, аналогичных по составу будущим динамитам (в течение 1860 - 1863 гг. исследователи изготовили 160 пудов таких ВВ).

В 1863 г. Альфред Бернард Нобель (Швеция) получил, а в 1866 г. наладил выпуск пластичного ВВ на основе нитроглицерина с добавкой 25% минерала - инфузорной земли (кизельгур) и назвал его динамитом, что в переводе со шведского означает "сильный". Это был переворот во взрывном деле.

В 1867 г. шведскими химиками И. Ольсеном и И. Норбитом были получены и запатентованы ВВ на основе аммиачной селитры, в дальнейшем названные аммонитами. Однако А. Нобель купил патент и более чем на 20 лет задержал внедрение их в промышленность.

В 1877 г. Мюллер предложил вводить кристаллогидраты в состав динамита, назвав новое ВВ ваттеркизельгурдинамитом. Это было первое предохранительное ВВ.

В 1886 г. профессор Петербургского горного института Н.Н. Чельцов изобрел аммиачно-селитренное ВВ "громобой".

В 1885 г. в качестве ВВ начали использовать пикриновую кислоту, с 1887 г. – тетрил, с 1891 г. – тротил (получен профессором Вильбрандтом в 1863 г.). Гексоген и тэн были синтезированы в конце XIX в.

В 1892 г. Д. И. Менделеев получил бездымный порох и разработал безопасную технологию его изготовления. Этот порох был принят адмиралом С. О. Макаровым на вооружение военно-морского флота.

В середине 50-х годов XX в. разработаны группы аммиачно-селитренных ВВ: мощных скальных аммонитов с добавками гексогена, гранулитов и граммонитов на основе аммиачной селитры, грубо дисперсных водосодержащих и горячельющихся ВВ. Работы проводились на основе исследований академика Н.В. Мельникова, профессора Г.П. Демидюка и др.

Ко второй половине XX в. в большинстве стран мира перешли от использования динамитов, в составе которых содержатся весьма чувствительные и опасные в производстве нитроэфиры, к применению аммонитов и аммоналов, содержащих в качестве горючего сравнительно более безопасные тротил, гексоген и алюминий, а также такие ВВ, компоненты которых до их смешивания не взрываются.

Во второй половине XX века начались разработки высокопредохранительных ВВ.

Основы их создания базируются на работах советских ученых К.К. Андреева, А.И. Гольбиндера, Б.Д. Росси, А.П. Глазковой, Л.В. Дубнова, Н.С. Бахаревица, В.Ф. Старокожева, Н.А. Анаскина, В.Е. Александрова, Б.Н. Кукиба Большой вклад в их развитие внесли украинские ученые А.И. Селезнев, Ф.М. Галаджий, Н.Л. Россинский, В.И. Зенин, В.М. Расторгуев, М.К. Песоцкий, Б.И. Вайнштейн, С.А. Калякин. В 60-х годах XX ст. благодаря усилиям этих ученых был разработан угленит Э-6, немного позднее -высокопредохранительные патроны ПВП-1У, СП-1, в конце 70-х годов - угленит 12ЦБ, а в начале 90-х - углениты 13П, 13П/1 и 10П.

1.2. История развития техники взрывания и средств инициирования ВВ

Для подрывания пороховых зарядов вначале применялись пороховые дорожки. Первые в мире лабораторные взрывы пороха электрическим способом осуществил замечательный русский учёный-физик В. В. Петров в 1803 г.

В 1812 г. профессор П. И. Шиллинг (Россия) создал и впервые применил электрический воспламенитель с угольковым запалом, который в 1839 г. заменил воспламенителем с электрическим мостиком накаливания. Б.С. Якоби (Россия) довёл

электрический способ воспламенения пороховых зарядов до практического использования. Он же в 1842 г. разработал первую электрическую взрывную машинку.

В 1831 г. инженером Бикфордом предложен огнепроводной шнур, положивший начало так называемому огневому способу инициирования зарядов ВВ.

Н.Н. Зинин и В.Ф. Петрушевский (Россия) установили, что некоторые сорта динамитов не взрываются от пламени. Поэтому для усиления воздействия на ВВ они впервые применили в качестве инициатора небольшой заряд чёрного пороха, от которого взрывались все сорта динамитов. Заряд-детонатор усовершенствовал капитан Д.М. Андриевский (Россия). В 1865 г. для полноты взрывания ВВ он применил специальный запал, который представлял собой бумажную гильзу в виде усечённого конуса с закреплённым в ней электровоспламенителем, снаряженную порохом. На торце сделано углубление, заполненное железными опилками. Это был не только первый в мировой практике электродетонатор, это был первый, хотя и неосознанный, случай практического использования эффекта кумуляции.

В 1868 г. А. Нобель (Швеция) сконструировал капсуль-детонатор в виде медной гильзы с начинкой из гремучей ртути (вместо пороха), открытой в 1799 г. химиком Э. Говардом (в 1815 г. её применили в оружейных капсюлях). В том же году А. Нобель получил патент на "Запал Нобеля". Это был настоящий переворот в горном деле.

В 1879 г. французский учёный Мэссен предложил в качестве средства инициирования ВВ детонирующий шнур.

Относительно развития средств электрического взрывания следует отметить, что во второй половине XX в. были разработаны электродетонаторы обычной и повышенной инициирующей способности, непригодные и пригодные, по времени срабатывания мгновенного, короткозамедленного и замедленного действия со сравнительно небольшим временем разброса при срабатывании и высоким уровнем безотказности (К.А. Берлин, Г.И. Покровский, Н.Л. Росинский и др.).

В области разрушения горных пород взрывом наряду с расширением ассортимента взрывчатых веществ и средств инициирования зарядов, улучшения их качества исследования велись в направлении совершенствования технологии производства взрывных работ, обеспечивающих полную безопасность и высокие технико-экономические показатели (Н.В. Мельников, М.А. Лаврентьев и др.). В разработку типовых схем механизации взрывных работ большой вклад сделал чл.-корр. Академии наук СССР Э.И. Ефремов.

Разрушение горных пород при помощи буровзрывных работ при открытой и подземной добыче полезных ископаемых является основным процессом. Эффективность разрушения пород при взрывании в значительной степени определяет производительность последующих технологических процессов - погрузки, транспортирования и т.д. В связи с расширением объемов производства в угольной промышленности совершенствуются техника и технология буровзрывных работ. Широко внедряются более совершенные и эффективные буровые станки и машины, средства механизации зарядания ВВ, безопасные ВВ, способы управления действием взрыва.

Литература

1. Лукьянов В.Г., Громов А.Д., Пинчук Н.П. Технология проведения горно-разведочных выработок: Учебник для вузов. 2 – е изд. – Томск: Изд-во Том. ун – та, 2004. – 468 с.
2. Лукьянов В.Г., Крец В.Г. Горные машины и проведение горно-разведочных выработок: учебник; Национально исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 342 с.

**СОВРЕМЕННЫЙ ПОДХОД К СИСТЕМАМ ПРОВЕТРИВАНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ГОРНЫХ
ВЫРАБОТОК****А.Ю. Егоров**

Научный руководитель доцент В.А. Шмурыгин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день рудничная вентиляция выделяется, как отдельная отрасль горного дела, охватывающая научные основы и технические средства по обеспечению обмена воздушной среды в подземных горных выработках с атмосферным воздухом. При перемещении атмосферного воздуха по подземным выработкам изменяется его физическое состояние (давление, температура, влажность, плотность), химический состав, происходит загрязнение его механическими примесями. Уменьшается содержание кислорода и увеличивается содержание азота, углекислого газа, метана и ядовитых газов в процессе производства взрывных работ, в результате окисления пород и материалов в выработках и пр. В воздух поступает минеральная пыль, образующаяся при бурении шпуров, погрузке породы, взрывных работах. Таким образом, воздушная среда (рудничный воздух) подземных горных выработок существенно отличается от атмосферного воздуха [2].

Суммарная протяженность горных выработок, по которым движется воздух, может достигать 120 км. Для вентиляции таких шахт необходимо подавать до 40 тыс. м³ воздуха в минуту. Мощность двигателя вентилятора может достигать 4 тыс. кВт. При этом рудничный воздух, в котором находятся или могут находиться люди, должен содержать не менее 20% кислорода по объему и не более 0,5% углекислого газа. Содержание других газов не должно превышать допустимых концентраций, которые регламентированы правилами безопасности [1]. Таким образом, основной задачей проветривания подземных горных выработок является поддержание параметров рудничного воздуха в заданных пределах.

Вентиляторы, применяемые на шахтах и рудниках, по своему назначению можно разделить на вентиляторы главного проветривания; вспомогательные, или участковые; вентиляторы местного проветривания. В процессе проведения все разведочные выработки по условиям проветривания относятся к тупиковым, т.е. в них исключается сквозное движение вентиляционной струи. Проветривание таких выработок осуществляется принудительно с помощью вентиляторов местного проветривания и трубопровода, прокладываемого по всей выработке. Применение вентиляционных скважин позволяет освободить выработку на основной ее длине от трубопровода. Скважины также могут быть использованы для геологических и технических целей – сбора геологической информации о горных породах, прокладки труб и кабелей, доставки длинномерных материалов и т.д. Проветривание может осуществляться и через восстающие и пр. [2].

В зависимости от схемы движения свежего и загрязненного воздуха выделяют нагнетательный, всасывающий и комбинированный способы проветривания. Для осуществления проветривания по указанным схемам применяют осевые и центробежные вентиляторы с электро- или пневмоприводом. Осевые вентиляторы более компактны; при их установке в выработке не возникает необходимости в ее расширении или сооружении специальных камер. Вентиляторы типа ВМП с пневматическим приводом предназначены для местного проветривания тупиковых выработок в шахтах, опасных по взрыву газа и пыли, где применение электрических вентиляторов по условиям взрывоопасности не разрешается. Основными аэродинамическими параметрами вентиляторов являются подача, давление (напор), мощность и коэффициент полезного действия (КПД) [2].

Для прокладки трубопровода могут использоваться гибкие и металлические вентиляционные трубы, которые подвешиваются с помощью специальных крючьев, хомутов и канатов, или размещаются на жестких опорах.

Низкий к.п.д. при работе многих вентиляционных установок обусловлен значительной величиной внешних утечек воздуха, достигающей в отдельных случаях до 60 % и более от производительности вентилятора. Кроме этого на утечки расходуется значительная часть электроэнергии, затрачиваемой на работу.

В недалеком прошлом качество планирования и моделирования вентиляционных систем в высшей степени зависело от квалификации, опыта, необоснованных предположений, а так же многочисленных расчетов.

Использование ЭВМ для расчета и моделирования вентиляции подземных горных выработок началось только в 60-х годах прошлого века.

Об одной из первых программ, разработанной Государственным Институтом Пеннисуэллы на факультете Горного дела было опубликовано в журнале «Mining engineering» в 1965 году. Программа основывалась на методе Hardy-Cross (известны входные и выходные параметры потока, в то время как параметры потока внутри трубы неизвестны), который изначально был разработан для моделирования потока жидкости. Программа позволяла получать данные о параметрах потока воздуха в сети горной выработки в зависимости от схемы расположения вентилирующих устройств.

В 70-х годах Горным управлением (США) была разработана программа «MFIRE». Данная программа, кроме ранее приведенных расчетов, позволяла моделировать ситуацию возникновения пожара в горной выработке, контролировать такие параметры, как температура и объем воздушной массы.

Стоит отметить, что программы для моделирования вентиляции подземных горных выработок разрабатывались и в других странах: Канаде, Франции, Южной Африке, Австралии. Первые программные пакеты работали в среде DOS. С появлением Windows в программах стало возможным графическое моделирование сетей горных выработок.

Таким образом, начиная с конца 1980-х года по настоящее время было разработано значительное количество компьютерных приложений, среди которых можно выделить следующие: CLIMSIM for Windows

(США), MINVENT – MINE VENTILATION SIMULATION SYSTEM (Австралия), MIVENA (Япония), VNetPC2000 (США), Ventsim (Австралия), VUMA (Южная Африка) [3].

Современные технологии все больше находят свое применение и непосредственно на этапе сооружения и эксплуатации горных выработок. Применение компьютерных технологий совместно с автоматическими системами управления позволяет более эффективно задействовать вентиляционные установки, а главное, сократить и даже исключить нахождение людей в особо опасных участках выработки.

Так, система АСУ, разработанная на Артемовском машиностроительном заводе, используется для управления асинхронными электроприводами различных вентиляторов, в том числе для главного проветривания по заданному алгоритму. Система обеспечивает регулирование частоты вращения двигателей вентагрегатов в широком диапазоне, реверс и торможение двигателей, необходимые электрические и технологические защиты агрегатов, индикацию режимов. Связь с ПЭВМ осуществляют по стандартному каналу или по сети.

За рубежом активно занимаются разработкой вентиляторов с автоматическим поворотом лопасти (режим работы выбирается устройством автоматически после снятия характеристик воздушной среды встроенными датчиками), автоматических вентиляционных решеток, режим работы которых так же связан с сигналом датчиков.

Таким образом, на сегодняшний день проектирование сложных вентиляционных систем горных выработок без применения современных технологий становится невозможным. Компьютерное моделирование во многом позволяет предопределить успех запланированных работ, дает возможность выбирать из множества вариантов, экономя значительное количество времени и материальных средств.

Литература

1. ПБ 03-553-03 «Единые правила безопасности при разработке рудных, нерудных и россыпных месторождений полезных ископаемых подземным способом» - М., 1990.
2. Технология проведения горно-разведочных выработок: учебник / В.Г. Лукьянов, А.В. Панкратов, В.А. Шмурыгин, Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 463 с.
3. Ventsim Visual™ User Guide.

РОЛЬ ЗАБОЙКИ ШПУРОВ В ПРОЦЕССЕ ВЗРЫВНОГО РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД

В.С. Забуга

Научный руководитель профессор В.Г. Лукьянов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основную массу горных выработок на угольных и рудных шахтах в настоящее время проходят буровзрывным способом, поэтому вопросы повышения эффективности взрывных работ приобретают первостепенное значение. Особое внимание должно быть уделено повышению эффективности взрыва при ведении взрывных работ методом шпуровых зарядов, который в сущности является единственным в практике горнопроходческих работ.

Одним из факторов, определяющим условия и эффективность взрыва шпуровых зарядов ВВ, является внутренняя забойка шнуров. Её величина и качество в значительной степени определяют коэффициент использования шпуров (КИШ), равномерность дробления массива, а также количество поступающих при взрыве в рудничную атмосферу пыли и ядовитых газов. На практике имеет место пренебрежительное отношение к забойке со стороны некоторой части горянков-производственников, причинами которого являются неясность теоретических предпосылок о роли и доведении забойки в процессе взрывного разрушения горных пород.

До тех пор, пока при ведении взрывных работ в шахтах использовались низкобризантные ВВ с малой скоростью детонации, применение качественной внутренней забойки шнуров считалось обязательным, так как такие ВВ из-за сравнительно низкой скорости взрывчатого превращения при взрывании без забойки были неэффективны. И настоящее время повсеместно применяют высокобризантные ВВ, обеспечивающие определенный разрушительный эффект даже при взрывании зарядов без забойки. Поэтому забойку стали применять главным образом по соображениям безопасности взрывных работ при выполнении их в шахтах, опасных по газу и пыли. Однако многолетняя практика ведения взрывных работ показали, что внутренняя забойка шпуров оказывает существенное влияние даже на такие важные характеристики ВВ, как работоспособность и бризантность.

Современные представления о распределении энергии взрыва разнообразны и противоречивы. Одни исследователи полагают, что основным фактором, определяющим эффективность взрыва, является поршневое давление продуктов детонации, другие считают, что разрушение массива при взрыве происходит главным образом за счет действия прямой и отраженной ударных волн. Так, в работе [2] Г. И. Покровский пишет, что при взрывном разрушении горных пород с объемным весом до 2800 кг/м^3 основная доля энергии взрыва расходуется на выброс породы и только незначительная ее часть идет на разрушение массива. Совершенно очевидно, что здесь основным фактором, характеризующим эффективность взрыва, признается давление продуктов детонации. Однако в последующих работах [3, 4, 5, 6, 7] Г. И. Покровский показывает, что параметры ударной волны оказывают существенное влияние на результаты взрыва.

Значительный интерес представляет экспериментальные исследования процесса взрывного разрушения пород, выполненные И. Кота [1]. С помощью скоростной съемки он установил, что при взрыве время начала отрыва и сдвижения пород после инициирования зарядов в 30—40 раз превышает время прохождения прямой и отраженной ударных волн. Основываясь на своих исследованиях, он рассматривает значение забойки с точки зрения разрушения массива вспучивающим действием взрыва, при котором давление, вызванное взрывом, должно поддерживаться на довольно длительном промежутке времени. И. Кота пришел к выводу, что в данном случае основным фактором, обуславливающим начало сдвижения и разрушения массива, является поршневое давление продуктов детонации, а не ударная волна.

Практикой ведения взрывных работ на шахтах [8] установлено, что применение песчано-глинистой забойки по сравнению с взрыванием таких же зарядов без забойки позволяет уменьшить количество ядовитых газов, образующихся при взрывах и поступающих в рудничную атмосферу в сухих забоях, более чем в 2,5 раза, а в обводненных в 1,5 раза. Следовательно, ведение взрывных работ без забойки нельзя признать обоснованной ни с экономической, ни с санитарно-гигиенической точки зрения.

Все исследования вопросов взрывного дела как аналитические, так и экспериментальные должны базироваться на физике разрушения горного массива энергией взрыва. Без глубокого понимания и учета особенностей процессов, происходящих в разрушаемой с помощью ВВ среде, невозможно правильное проектирование работ и, следовательно, получение должного эффекта от их проведения. Поэтому роль забойки в процессе взрывного разрушения горных пород следует рассматривать в тесной взаимосвязи с самим механизмом взрыва и в первую очередь с воздействием на разрушаемый массив статического давления продуктов детонации и ударной волны.

Литература

5. Петрухин Б. С. Механизация приготовления забойки для взрывных работ: – М.: БТИ МУП СССР, 1954 – 134 с.
4. Покровский Г. И. Расчет зарядов выброса: // Действие взрыва в среде и расчет зарядов: сборник: Промстройиздат, 1954 – 165 с.
5. Покровский Г. И., Федоров И. С. Действие удара и взрыва в деформируемых средах, – М.: стройиздат, 1957 – 276 с.
6. Покровский Г. И. Физика взрыва. – М.: Изд-во «Знание», 1956 – 273 с.
7. Покровский Г. И. Физические основы взрывного дела. – М.: Metallurgizdat, 1956 – 175 с.
8. Покровский Г. И. Исследование удара и взрыва в деформируемых средах. – М.: Изд. ВИЛ, 1958 – 423 с.
9. Покровский Г. И. Предпосылки теории дробления породы взрывом. // Вопросы теории разрушения горных пород под действием взрыва. – М.: Изд. ЛИ СССР, 1958 – 164 с.
10. Тотмаков Л. В., Х а н и н М. Я. Применение забойки при взрывных работах в шахтах Криворожского бассейна. // Горный журнал. – М. – №12, 1958.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОДЗЕМНОЙ ДОБЫЧИ МЕТАНА СПОСОБОМ УПРАВЛЯЕМОГО ПРОДОЛЬНОГО ГИДРОРАЗРЫВА

А.А. Зиновьев

Научный руководитель заведующий лабораторией С.В. Сердюков
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Основная часть метана в однородном угольном пласте находится в сорбированном состоянии. Как правило, неразгруженный угольный пласт обладает низкой газоотдачей, не соответствующей требованиям подземной добычи метана.

Формирование трещин гидроразрыва обеспечивает образование в углепородном массиве участков частичной разгрузки от горного давления, в которых происходит десорбция метана. Трещины гидроразрыва формируют также сеть фильтрационных каналов, необходимую для извлечения выделившегося метана дегазационными скважинами. Интенсивность выделения газа зависит как от степени разгрузки угольного массива, так и от свойств пород. В [1] были выполнены шахтные эксперименты и получены закономерности газовыделения из массива горных пород при их разгрузке. С этой целью в различных точках забоя бурились замерные скважины, разгрузка производилась путем выбуривания щелей в близлежащих к скважинам областях массива.

Приближенная оценка интенсификации добычи метана способом продольного гидроразрыва может быть дана исходя из степени разгрузки, объема разгруженных газоносных пород и зависимости скорости газовыделения от горного давления. При этом возникает задача оптимизации расположения плоскостей гидроразрыва или разгрузочных щелей в углепородном массиве.

Математическое моделирование углепородного массива проводилось при помощи программы FLAC, реализующей численное решение двумерной задачи расчета напряженно деформированного состояния с использованием явной конечно-разностной схемы [2]. Данное программное обеспечение способно реалистично моделировать поведение горных пород под воздействием различных горно-геологических условий, и широко используется для расчета напряженно-деформированного состояния в горном массиве, для определения деформаций и смещений.

В ходе численных экспериментов отработывалась методика расчета напряженно-деформированного состояния углеродного массива, содержащего различные комбинации плоскостей продольного гидроразрыва, определялись оптимальные сочетания и параметры базовых элементов технологической системы. Также варьировались: значения внешних напряжений, тип деформирования угольного пласта.

Разгрузка массива проводилась за счет ввода в модель углеродного массива (в угольный пласт и/или вмещающие горные породы) одной или нескольких протяженных трещин (щелей) различных размеров и ориентации. По расположению трещин эксперименты можно разделить на несколько основных групп:

- а) Горизонтальные (вдоль простирания пласта) трещины:
 - 1) Единичные трещины;
 - 2) Две параллельные трещины;
- б) Вертикальные (в крест простирания пласта) трещины:
 - 1) Единичные трещины;
 - 2) Две параллельные трещины;
- в) Комбинация трещин различных ориентаций.

В ходе экспериментов оценивались степень и размеры области разгрузки углеродного массива. Для простоты в численных экспериментах принято, что газовыделение существенно возрастает там, где напряжения разгружаются до значения 2,0 МПа, и сильно возрастает при разгрузке до 1,2 МПа и ниже [1]. Границы «полезной области» достаточной разгрузки для используемой модели углеродного массива установлены по уровню минимального главного сжимающего напряжения 2,0 МПа.

Оценка поперечной длины «полезной области» горизонтальной (вдоль простирания пласта) трещины при низкой газоносности вмещающих пород не представляет большого интереса. В этом случае значение имеет только зона разгрузки угольного пласта, который при наличии горизонтальной трещины (щели) разгружается практически на всю свою мощность по всей длине трещины.

При формировании вертикальной трещины (щели) «полезная область» не имеет гладкой формы в связи с различием свойств пластов, попавших в зону разгрузки. При размещении нескольких вертикальных щелей границы полезных областей могут соприкасаться или даже сливаться в единую (рис.) при сближении щелей. Таким образом в работе решалась задача о нахождении оптимального размещения и размеров щелей для обеспечения наибольшей (по площади) разгрузки угольного пласта.

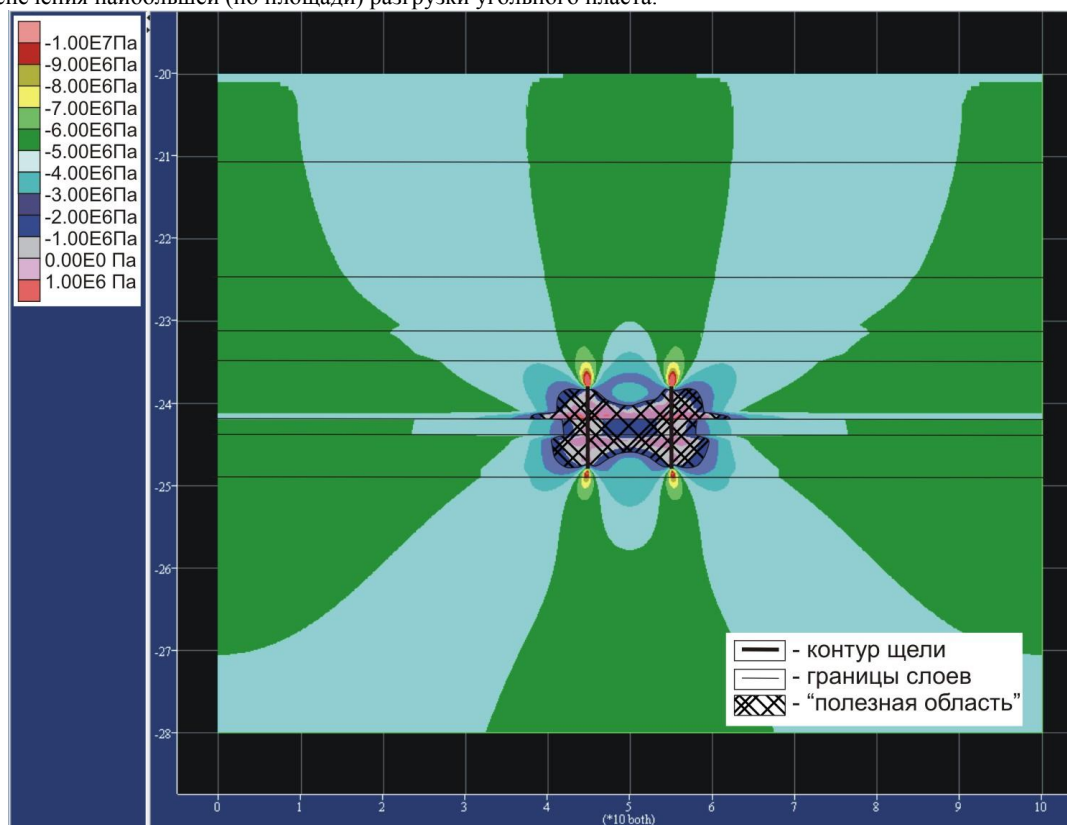


Рис. Распределение минимального главного напряжения в модели углеродного массива в присутствии двух 10 м вертикальных трещин (щелей), разнесенных на расстояние 10 м

Так же рассматривался характер разгрузки модели углеродного массива при создании нескольких горизонтальных (вдоль простирания угольного пласта) трещин (щелей). Известно, что конец трещины является концентратором напряжений. Поэтому между лежащими на одной прямой горизонтальными трещинами

формируется обширная зона концентрации напряжений. Даже при сближении трещин данная зона сильно затрудняет процесс дегазации препятствуя разгрузке угольного пласта. Только при очень малых расстояниях между трещинами их «полезные области» сливаются в единую, а сечение зоны концентрации напряжений имеет относительно малую площадь.

Отдельно было проведено численное моделирование разгрузки углепородного массива одновременно несколькими трещинами (щелями) различных ориентаций (вертикальной и горизонтальной).

Для такой системы трещин даже на больших расстояниях между трещинами (щелями) заметно их взаимодействие, которое приводит как к уменьшению зоны концентрации напряжений возле конца горизонтальной трещины (щели), так и к уменьшению размера «полезной области» в угольном пласте вокруг вертикальной трещины (щели). При уменьшении расстояния между этими трещинами, зона концентрации напряжений уменьшается, но разгрузить весь пласт угля не удается.

В работе показано, что добиться успешной разгрузки угольного пласта возможно различными способами, при создании серии, как вертикальных щелей, так и горизонтальных. На практике создание протяженных трещин производится при помощи метода гидроразрыва. Как известно, ориентация гидравлической трещины зависит по большому счету только от величины и направления действия главных напряжений в массиве. Таким образом, при проведении гидроразрыва на малых глубинах наиболее вероятным является создание горизонтальных трещин, тогда как на больших глубинах в основном создаются вертикальные трещины.

Подводя итог можно заключить, что при заранее известном направлении развития трещин расположение дегазационных скважин должно быть выбрано исходя из следующих соображений. При создании вертикальных трещин (большие глубины) дегазационные скважины следует располагать на расстоянии примерно равном предполагаемой длине формируемых трещин. При создании горизонтальных трещин (малые глубины) дегазационные скважины должны быть удалены друг от друга так, чтобы расстояния между формируемыми трещинами (щелями) были малы по сравнению с их длинами. Тогда зона концентрации напряжений будет мала или вообще отсутствовать, если в своем развитии единичные трещины будут сливаться в единую трещину (щель) большой длины.

Литература

6. Большинский М.И., Лысиков Б.А. Каплюхин А.А. Газодинамические явления в шахтах. – Севастополь: «Вебер», 2003. – 284 с.
11. Itasca Consulting Group, Inc. (Minneapolis, MN, USA). 2008. Fast Lagrangian Analysis of Continua (FLAC Version6.0), User guide.

ПРИМЕНЕНИЕ СТАЛЕБЕТОННЫХ УЗЛОВ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ КОПРА МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНОГО НАЗНАЧЕНИЯ

Е.Г. Кассихина

Кузбасский государственный технический университет, г. Кемерово, Россия

Проект производства работ при сооружении вертикальных стволов состоит из следующих основных этапов: оснащение поверхности и проходка технологической части ствола (включая устье); оснащение поверхности для проходки ствола, включая монтаж проходческого копра; проходка ствола; армирование ствола; переоборудование ствола для проведения горизонтальных и наклонных выработок, включая демонтаж копрового комплекса на период проходки и возведение постоянного копра. Оснащение ствола занимает не менее 1/3 времени от общей продолжительности его строительства в основном из-за перерывов в работе, связанных с монтажом - демонтажом проходческого копра, монтажом постоянного копра и забойного оборудования.

В связи с этим, на кафедре «Строительство подземных сооружений и шахт» КузГТУ разработан стальной копер многофункционального назначения [2], который одинаково эффективно может применяться как для проходки, так и для эксплуатации за счет монтажа – демонтажа сменных функциональных блоков.

Сменные функциональные блоки:

- **основной** несущий блок (рис. 1), обеспечивающий функции постоянного подъема: состоит из подшкивного устройства, включающего рамную укосину 1 (рис. 2, 3) переменного коробчатого сечения, центральную трубчатую стойку 2, постоянные подшкивные площадки 3 (одна или две, в зависимости от схем постоянного подъема) и из кольцевую распорку 4. Монтируется на этапе оснащения для проходки техотхода сразу же после сооружения оголовка устья и обратной засыпки (с условием готовности фундаментов для копра) и используется на всех этапах строительства и эксплуатации ствола;

состоит из проходческой подшкивной площадки 5 на базе кольцевой распорки 4 и разгрузочного станка 6. Добавляется к подшкивному устройству на этапе проходки протяженной части ствола. Размеры проходческой подшкивной площадки позволяют в дальнейшем в короткий срок переоборудовать ее для армирования ствола. Для перехода к сооружению горизонтальных выработок **временный** конструктивный блок демонтируется;

- **дополнительный** конструктивный блок, обеспечивающий функции работы в режиме эксплуатации, состоит из несущего рамного станка 7 (см. рис. 3) и площадки для амортизаторов, которая необходима для работы постоянного подъема.

Расчеты разработанной компьютерной модели копра [1] в рамках ПК ЛИРА и SCAD, хотя и дают представление о работе ее стержней под нагрузкой, однако ограничивают возможности по части представления узлов сопряжений стержней.

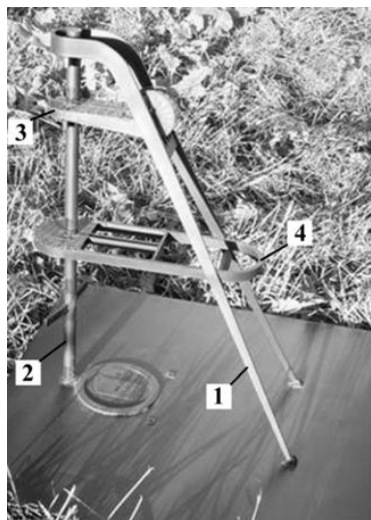


Рис. 1. Копер многофункционального назначения. Модель на период проходки устья и техотхода

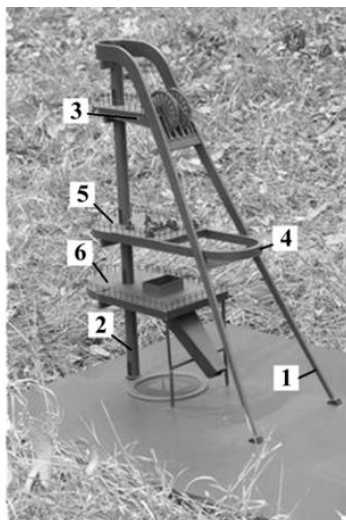


Рис. 2. Копер многофункционального назначения. Модель на период бурения

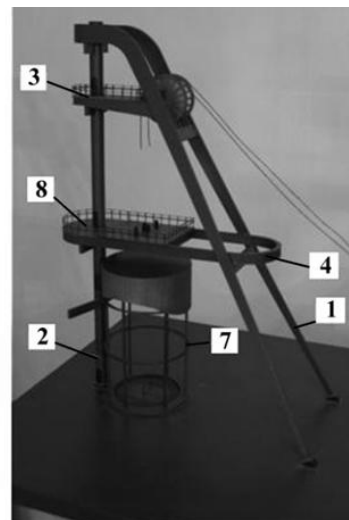


Рис. 3. Копер многофункционального назначения. Модель на период эксплуатации

Кручение с изгибом, так и на кручение с растяжением (сжатием), диктует проектирование переусложненных конструктивов с массой опорных ребер. При этом зачастую нет полной уверенности в обеспеченности заявленной жесткости.

Представленная конструкция имеет несколько типов узлов:

жесткие;

податливые;

узлы сопряжения конструктивных элементов, которые ослаблены существующими технологическими проемами.

К **жестким узлам** относятся узлы рамной укосины 1 (рис. 4) и узлы подшкивных площадок.

Податливые узлы необходимы в местах опирания кольцевой распорки 4 на укосину 1 (см. рис. 1, 2), или опирания укосины 1 на трубчатую стойку 2.

Надшахтные копры подвергаются действию различного типа динамических нагрузок (динамические нагрузки от оборудования, сейсмические нагрузки, пульсация ветра). Кольцевая распорка 4 должна иметь возможность деформироваться и, как крайний случай – разрушиться, что позволяет поглотить энергию диссипации во время аварии и сохранить основные несущие конструкции.

Узлы сопряжения конструктивных элементов, которые ослаблены проемами (рис. 5), например, сопряжение центральной трубчатой стойки 2 с фундаментом.

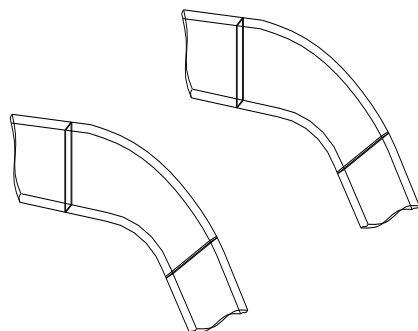


Рис. 4. Жесткие узлы рамной укосины

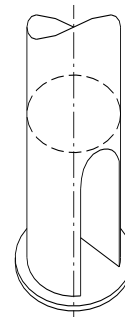


Рис. 5. Узел сопряжения центральной трубчатой стойки с фундаментом

Этот узел весьма сложен и трудоемок в исполнении, а также в обеспечении полноценной работы ослабленного проемом сечения. С точки зрения удобства монтажа – лучше, чтобы он был шарнирным – проще монтировать с соблюдением монтажных допусков. А с точки зрения обеспечения прочности, напротив, ослабленное сечение необходимо усилить диафрагмами и ребрами.

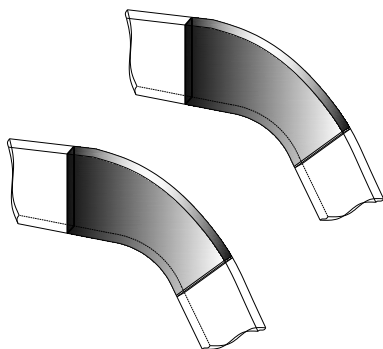


Рис. 6. Узел укосины с бетонной жесткой вставкой

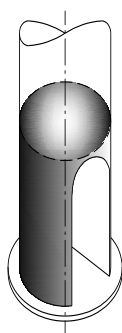


Рис. 7. Узел центральной трубчатой стойки с бетонной жесткой вставкой

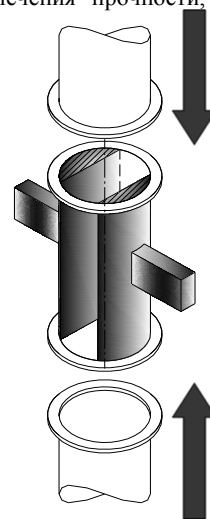


Рис. 8. Сборка конструкции на сборочном стенде

Все конструктивные элементы копра имеют диафрагмы, фланцы либо ребра, между которыми образуются изолированные полости. Если заполнить эти полости бетоном (рис. 6, 7, 8), то изгибная жесткость заполненных сечений увеличится. Элементы конструкции не заполняются бетоном по всей длине, а в узлах сопряжений имеют бетонные пробки. Таким образом, изменится поперечная жесткость сечений в местах сопряжений с другими элементами.

Такие узлы, как база центрально-сжатой трубчатой стойки (см. рис. 7), при заполнении бетоном значительно упрощаются, так как не имеют традиционных вертикальных ребер, воспринимающих сосредоточенные вертикальные давления – эти давления воспринимаются бетоном, заполняющим полость трубы.

Заполнение стальной трубы бетоном повышает ее противокоррозионную стойкость, защищая от коррозии ее внутреннюю поверхность, уменьшает гибкость элементов, увеличивает местную устойчивость стенок трубы, повышает сопротивление оболочки деформированию в узлах сопряжения и при ударных воздействиях во время транспортирования и монтажа.

Изоляция бетона от окружающей среды создает лучшие условия для работы бетона под нагрузкой. В неизолированном бетоне развитие микротрещин постоянно прогрессирует, у изолированного бетона при том же напряжении оно полностью прекращается в течение двух-трех дней. Т. е. это соседство благоприятно для каждого из материалов.

Технология заполнения бетоном отработана и доведена до практического использования [3]. А вот конструирование узлов сталебетонных конструкций делает свои первые шаги [4].

Заполнение изолированных полостей стальных труб бетонным раствором может осуществляться двумя способами:

при помощи передвижных установок – заполнение раствором нужных полостей непосредственно на месте, когда конструкция уже установлена в проектное положение;

с использованием стационарной установки – заполнение раствором отдельного блока узла на земле на сборочном стенде. Этот блок (см. рис. 8), состоящий из оболочки, диафрагм, фланцев и бетонного ядра может быть отдельно забетонирован и провибрирован. При сборке он включается в состав конструкции как готовая деталь (в данном случае как деталь центральной стальной стойки). После чего собранная конструкция устанавливается в проектное положение.

Вывод

Применение сталебетонных узлов:

повышает достоверность расчетной модели и дает более четкое представление о работе узлов конструкции копра многофункционального назначения;

не усложняет конструкцию по сравнению с традиционной стальной;

способствует гибкому изменению расчетной схемы в соответствии с изменившейся расчетной ситуацией. Так, узлы конструкции для удобства монтажа можно запроектировать податливыми, а на период эксплуатации заполнить их бетоном и уже рассматривать как жесткие;

позволяет в 1,2-1,5 раза снизить расход металла и трудоемкость изготовления конструкций.

Литература

1. Кассихина Е. Г. Новая концепция проектирования многофункциональных стальных укосных копров / Е. Г. Кассихина, В. В. Першин // Уголь, 2001. – №2. – С. 11–14.
2. Пат. № RU 2120013 С1. Стальной копер многофункционального назначения для строительства, эксплуатации и углубки вертикальных стволов / Е. Г. Кассихина, В. В. Першин.
3. Стороженко Л.И. Изгибаемые труботонные конструкции / Л.И. Стороженко, В.И. Ефименко, П.И. Плахотный – К.: Будівельник, 1999. – 104 с.
4. Kuranovas A. Load-bearing capacity of concrete-filled steel columns / A. Kuranovas, D. Good, A. Kvedaras, S. Zhong // Journal of civil engineering and management, 2009. Vol. 15, No. 1. P. 21–33.

ПЛОСКАЯ МОДЕЛЬ РАЗРУШЕНИЯ УГЛЯ СТРУЕЙ ВОДЫ В ЗАБОЕ

В.А. Кожемякин

Научный руководитель доцент А.В. Бартышев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Новокузнецкий филиал, г. Новокузнецк, Россия

В настоящее время гидравлическая технология добычи угля привлекает своей безопасностью и с успехом применяется в сложных горно-геологических условиях на крутых пластах Прокопьевского района Кемеровской области, где нет приемлемой альтернативы [3].

Нами была создана модель гидравлического разрушения угля с учетом параметров струи, прочности угля и размеров заходки для управления процессом и прогнозирования результатов.

Гидравлическая технология добычи угля заключается в применении струи воды для разрушения угольного массива. Основная операция – добыча угля – происходит в гидромониторном забое, схема которого приведена на рис.1.

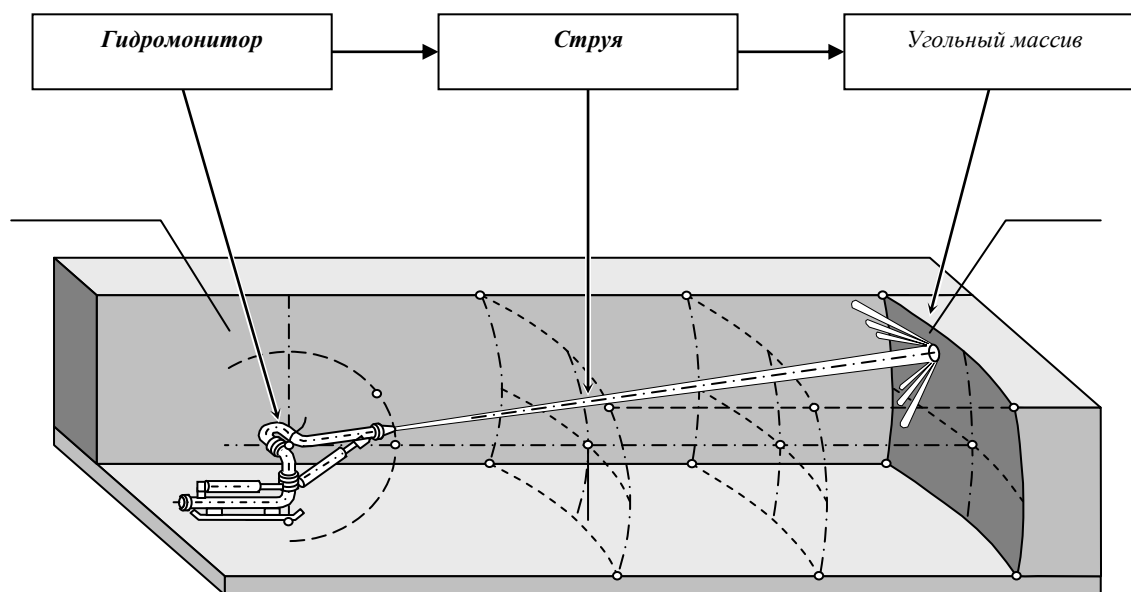


Рис. 1. Схема гидромониторного забоя

В предлагаемой работе рассматривается плоская модель (сечение заходки горизонтальной плоскостью) разрушения угольного массива струей с известными динамическими параметрами, описанными в работе [1,2]. Основной задачей является нахождение времени разрушения заданного массива в зависимости от характеристик струи и прочности разрушаемого массива (рис.2).

Система координат выбирается таким образом, что гидромонитор расположен в начале координат и струей воды разрушает массив ABCD. Разрушаемая область (в данном случае прямоугольник) разбивается равномерной сеткой на прямоугольники (размер ячейки $\Delta x \times \Delta y$).

Время разрушения каждого прямоугольника вычисляется по формуле (1)

$$\Delta T = \frac{\Delta S}{Pr(l)} \quad (1)$$

где - $Pr(l)$ производительность гидромонитора

При этом $\Delta S = \Delta x * \Delta y$, а производительность вычисляется в каждой точке (x_0, y_0) заданной сетки, покрывающей массив

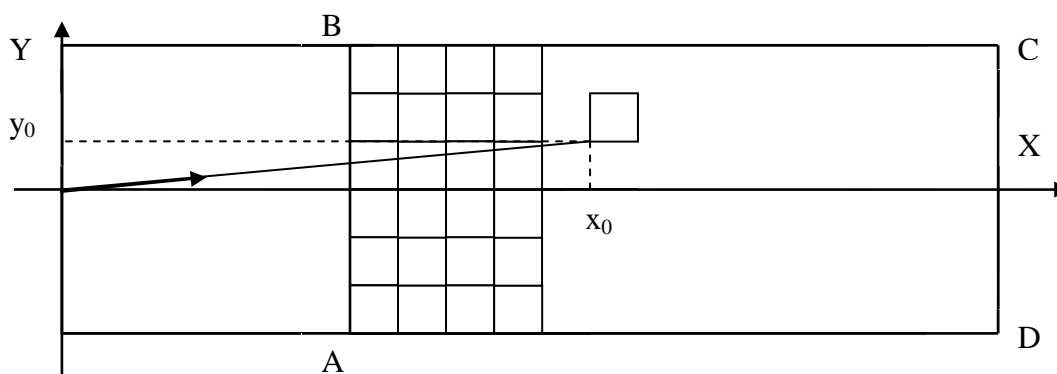


Рис.2. Плоская модель процесса струйного разрушения

Производительность $Пр(l)$ пропорциональна динамическому давлению и площади эффективного ядра [2] и вычисляется как $Пр(l) = P_m * S_{эф}$,

где осевое динамическое давление $P_m = \frac{\delta}{l^2}$, (l - расстояние от гидромонитора до массива) и площадь

эффективного ядра $S_{эф} = \pi \varepsilon^2 l \left(\sqrt{\frac{\delta}{P_{min}}} - 1 \right)$ зависят от входного давления P_0 , конструкции гидромонитора и параметров массива. Используя формулы, полученные в [1], имеем

$$\delta = K_d P_0 \left(\frac{d_0}{2\varepsilon} + 200d_0 \right)^2, \quad (2)$$

$$\varepsilon = \frac{1}{400 \sqrt{K_d}}, \quad (3)$$

где d_0 – диаметр насадка гидромонитора из которого вылетает струя,

K_d – коэффициент осевого динамического давления, определяющий качество струеформирования в проточной части.

Приведенные рассуждения и формулы позволяют разработать алгоритм и написать программу для вычисления времени разрушения массива ABCD в плоской модели.

Заключение: Результаты, полученные в ходе исследования, при известных входных параметрах, могут быть применены для угольного массива заданной конфигурации с помощью выбора подходящей сетки.

Литература

7. Бартышев А. В. Распределение динамического давления в гидромониторной струе. // Вестник КузГТУ. – Кемерово, 2006. – № 6. – С. 24-25.
5. Бартышев А. В. Эмпирическая модель разрушения угольного массива струей гидромонитора. // Сб. «Труды 6-й Всероссийской конференции // Краевые задачи и математическое моделирование: Сборник трудов VI Всероссийской конференции – Новокузнецк, 2004. – С. 113-115.
6. Семенов И. Вместо комбайнов – мощь воды.- [Электронный ресурс] : Межрегиональный научно-практический журнал « Уголь Кузбасса» №6, 2010. С.34 – 36.- Режим доступа : <http://www.uk42.ru/assets/files/012/34.pdf>

РАЗРАБОТКА МЕТОДА РАСЧЕТА ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЛАСТИ РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СТАНКОВ С РАЗЛИЧНЫМИ ТИПАМИ ПРИВодОВ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН ИЗ ПОДЗЕМНЫХ ГОРНЫХ ВЫРАБОТОК

А.П. Колодин, А.В. Шадрина, Л.А. Саруев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Решение задачи об эффективности бурового станка с определенным типом привода на конкретном участке производства предполагает определение экономических границ и области его целесообразного применения. Для выявления таких границ и областей можно использовать систему технико-экономических показателей [3].

В качестве критериев и ограничений при исследовании границ эффективности были приняты себестоимость C 1 пог. м скважины, который (складывается из заработной платы бурильщика C_z , амортизационных отчислений C_a , затрат на текущий ремонт $C_{т.р.}$, стоимости энергии, расходуемой на бурение и вспомогательные операции $C_э$, стоимости материалов C_m и прочих расходов C_p); удельные приведенные затраты ($Z_{пр}$), отнесенные к одному метру скважины; производительность бурения (Q); вес бурового станка (G_0); мощность бурового станка ($N_{ст}$), отнесенная к одному пог. м скважины (C).

Для установления границ эффективного использования приводов задавался различный объем работ (L) в диапазоне от 0 до 45 тыс. пог. м в год на одну бурильную установку в конкретных условиях эксплуатации (работа в две смены, крепость пород $f=11\dots14$, круговой веер скважин в количестве 12 шт. в веере, глубина скважин – 25 м).

Результаты проведенного анализа полученных данных позволили выявить значительные колебания основных экономических показателей, сравниваемых приводов в зависимости от выполненного за год объема работ. Как показали исследования, себестоимость одного метра скважины при годовом объеме бурения 3000 пог. м превышает её минимальный уровень у пневмопривода в 1,25 раза, у пневмогидропривода в 1,6 раза, у электропневмогидропривода в 1,8 раза и у гидропривода – более чем в 2 раза.

Эти данные подтверждают положение о том, что экономическая эффективность приводов бурильных установок является величиной динамичной и зависит от множества факторов. Применение привода, признанного эффективным в одних условиях, может оказаться нецелесообразным в других [1]. График, представленный на рис. 1, позволяет установить уровень эффективности каждого типа привода в зависимости от объема выполняемых работ и показывает, что каждому из них соответствует определенная область, в границах которой бурильная установка оказывается наиболее экономичной.

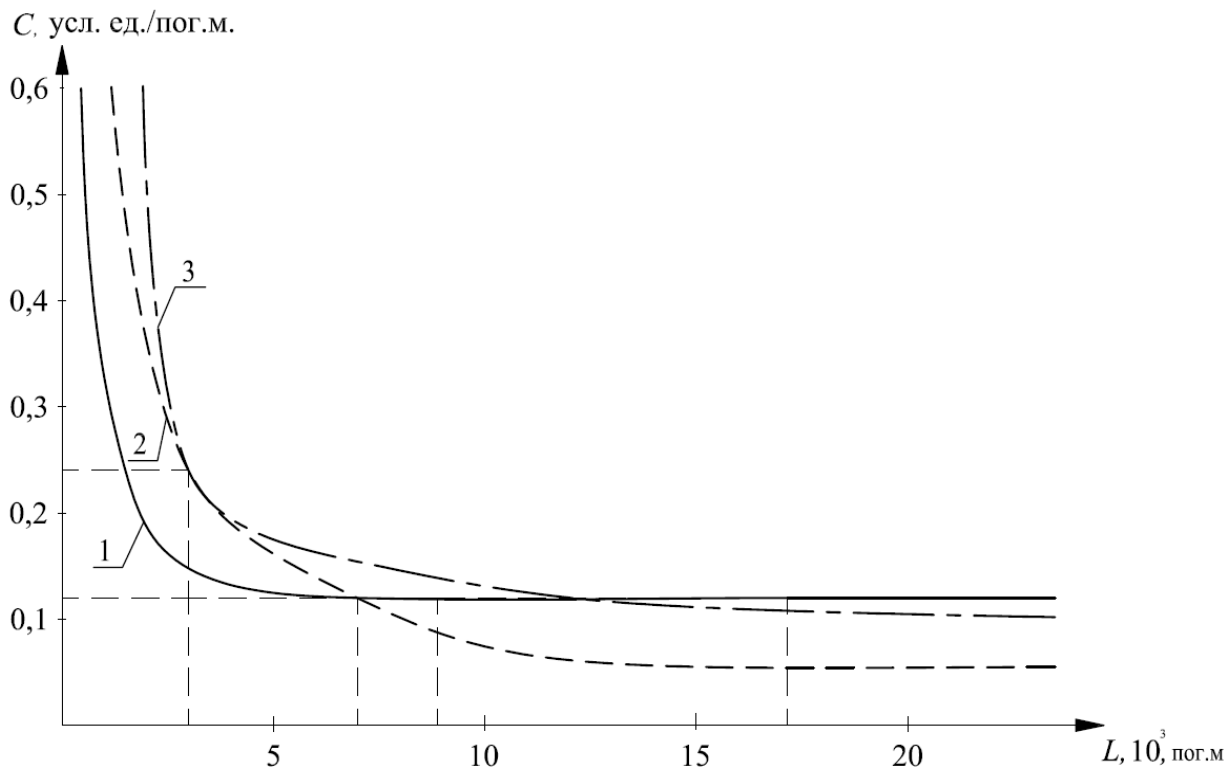


Рис. 1. Влияние объема работ на C себестоимость пог. м скважины: 1) пневмопривод; 2) пневмогидропривод; 3) гидропривод

В то время, когда не было мощных самоходных агрегатов для бурения скважин ограниченного диаметра из подземных горных выработок, применение колонковых установок было целесообразно для большинства горных работ без ограничения их объема сверху. С появлением самоходных установок с пневмогидроприводом границы экономически целесообразного применения колонковых установок сократилось до 17 тыс. м в год.

В результате создания электропневмогидропривода – привода с меньшим, чем у пневмогидропривода использованием дорогостоящей энергии сжатого воздуха, область применения колонковых установок с пневмоприводом сократилась и составила 0...9 тыс. пог. м. При годовом объеме бурения скважин на руднике свыше 9 тыс. пог. м целесообразно было бы применение электропневмогидропривода.

Полный отказ от энергии сжатого воздуха путем создания бурильных установок с гидроприводом ещё больше сузит область применения колонковых установок с пневмоприводом, границами которой стали бы 0...7 тыс. пог. м. Только наличие относительно дешёвой электроэнергии объясняет эффективное применение такого дорогостоящего оборудования, каким является гидравлическая установка, на довольно малых объемах работ.

Следует заметить, что условия оптимизации параметров гидропривода предполагали относительную простоту изготовления узлов гидроустановки, что сказалось на ее стоимости.

На рис. 2 представлены области рационального применения приводов, границами которых, являются минимальные значения себестоимости единиц работ при различной загрузке оборудования по времени, выраженной коэффициентом использования календарного времени η .

C , усл. ед./пог.м.

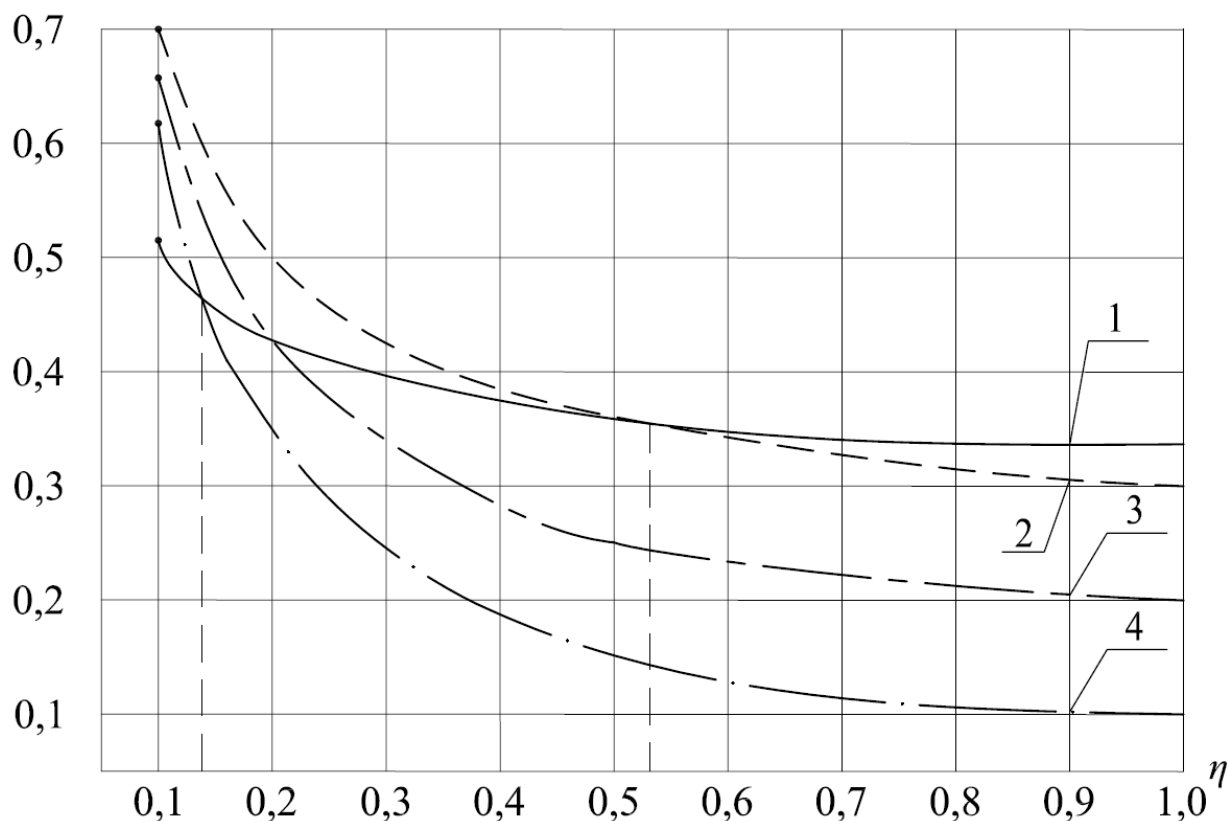


Рис. 2. Зависимость себестоимости пог. м скважины от коэффициента использования календарного времени η для различных типов приводов: 1) пневмопривод; 2) пневмогидропривод; 3) электропневмопривод; 4) гидропривод

При коэффициенте использования календарного времени до 0,5, т. е. до 50 % загрузки по календарному времени, рационально применять колонковые установки, а свыше 0,5 – самоходные установки с пневмогидроприводом (рис. 2, зависимости 1 и 2).

Эти данные подтверждают положение о том, что самоходные установки, представляющие собой дорогостоящие агрегаты, не во всех случаях выгодны с экономической точки зрения [2].

Замена пневматического двигателя механизма вращателя на электрический значительно снижает долю энергии в себестоимости пог. метра скважины, поэтому даже в условиях малой загрузки (рис. 2, $\eta=0,2$) электропневмогидропривод эффективнее пневмопривода.

Аналогичную область целесообразного применения имеет гидропривод. На рис. 2 видно, что до величины коэффициента использования календарного времени равной 0,15, эффективен пневмопривод, а свыше 0,15 – гидропривод.

В связи с тем, что степень влияния стоимости энергии на экономические показатели бурения довольно высока, ее можно использовать в качестве одного из критериев, позволяющего установить рациональные области применения отдельных типов приводов.

На первый план часто выступают и другие критерии, наиболее полно отражающие конкретное проявление условий эксплуатации. Объективный и всесторонний анализ может быть обеспечен только при условии использования для этих целей системы технико-экономических показателей. Поэтому ниже предпринята попытка оценить рациональные значения некоторых параметров привода по нескольким критериям одновременно.

На рис. 3 и 4 представлены графики, отражающие результаты исследования таких параметров привода, как давление сжатого воздуха ($P_{сж. в.}$) и мощность двигателя механизма податчика ($N_{п.}$) по следующим критериям: себестоимости пог. м скважин, удельным приведенным затратам, стоимости энергии, производительности бурения, удельным значениям мощности привода и веса установки.

В системе координат названных критериев и давления сжатого воздуха (рис. 3) определены точки, соответствующие экстремальным значениям данных критериев при изменении $P_{сж. в.}$ по каждому типу привода.

Например, для пневмопривода при давлении воздуха 0,5 МПа обеспечиваются минимальные значения удельной мощности привода (N_{y1}) и стоимости энергии ($C_{э1}$); при давлении 0,6 МПа – минимальная величина C_1 ; при 0,65 МПа – минимум $З_{пр}$; при 0,85 МПа – максимум Q_1 и минимум G_{01} .

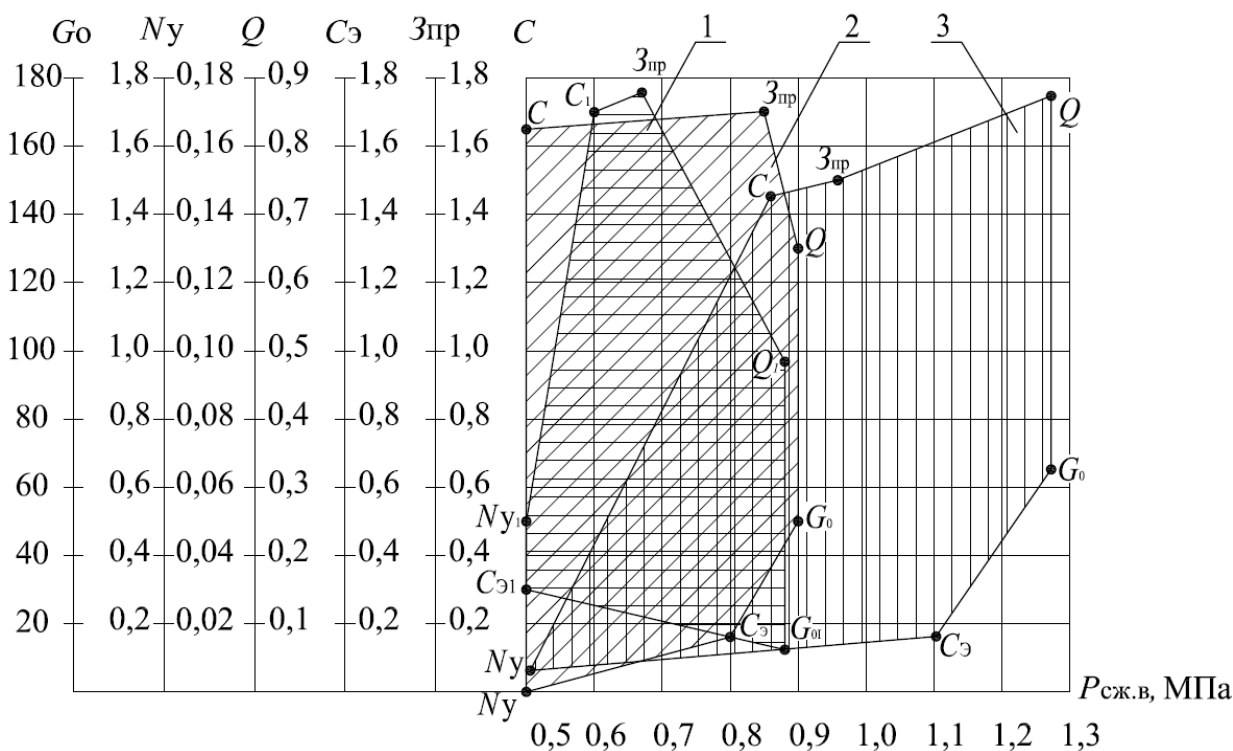


Рис. 3. Область рационального давления сжатого воздуха ($P_{сж. в.}$) для различных типов приводов бурильных машин: 1) пневмопривод; 2) пневмогидропривод; 3) электропневмопривод

Соединяющиеся прямые образуют многоугольник, вершинами которого служат экстремальные значения критериев, а площадь его характеризует область рациональных значений параметра (давление сжатого воздуха) данного типа привода относительно принятых критериев.

Для пневмопривода рациональная область величин давления воздуха составит от 0,5 до 0,85 МПа, для пневмогидропривода – от 0,5 до 0,9 МПа и для электропневмогидропривода – от 0,5 до 1,25 МПа.

На рис. 3 видно, что если в качестве критерия оптимальности, например, для пневмопривода, выбрать максимальную Q_1 , то обеспечить данное условие можно при давлении воздуха 0,85 МПа. Минимальная C_1 достигается при давлении 0,6 МПа и т. д.

В том случае, когда требуется произвести оценку привода по всем критериям одновременно, не отдавая предпочтения ни одному из них, оптимальное значение давления воздуха определится как центр тяжести данного многоугольника.

Для пневмопривода таким давлением будет 0,7 МПа, пневмогидропривода – 0,65 МПа и электропневмогидропривода – 1,0 МПа.

Наложение областей применения различных типов приводов образует площадь общую для всех исследуемых приводов. В данном примере она ограничена давлениями воздуха в пределах 0,55 и 0,85 МПа, т. е. данный диапазон давлений рационален для всех типов приводов бурильных установок, хотя не всегда обеспечит экстремальные значения критериев. Так, например, давление воздуха 0,77 МПа (центр тяжести фигуры, образованной наложением областей разных приводов) для всех трех типов приводов обеспечивают $Z_{пр}$, близкие по значению к своим минимальным уровням, чего нельзя сказать о производительности.

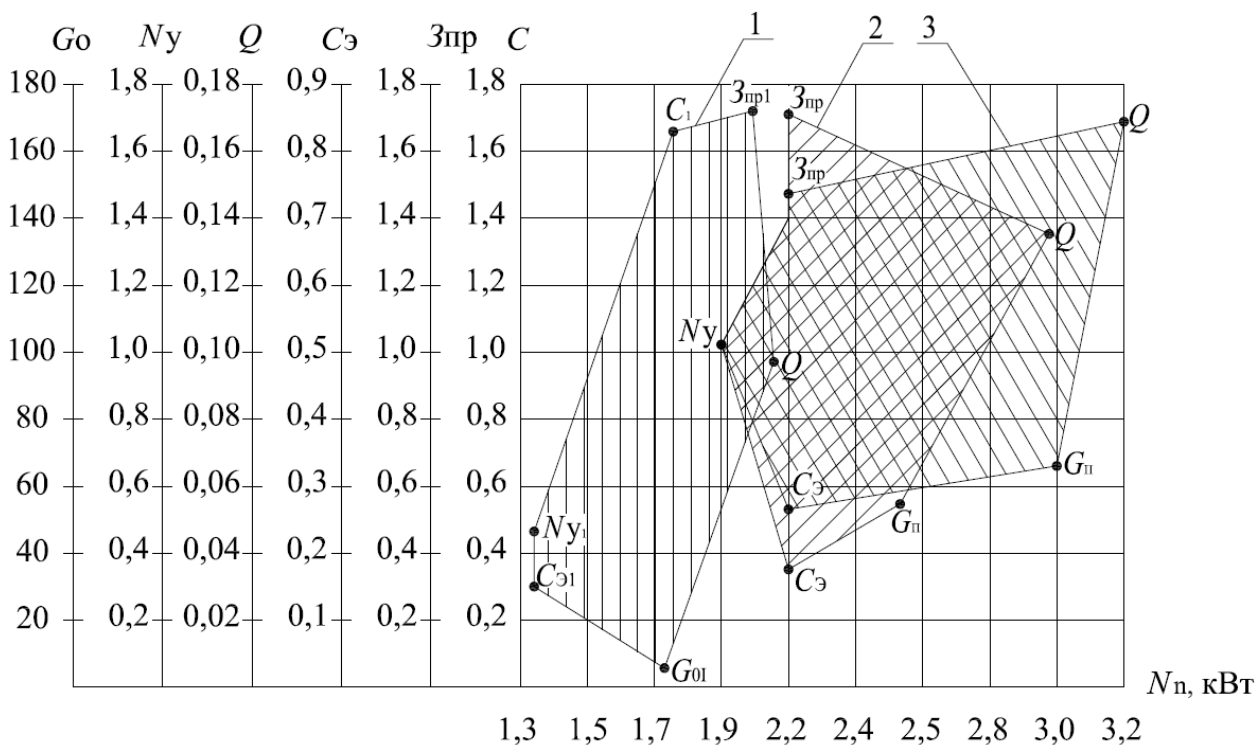


Рис. 4. Область рациональной мощности двигателя податчика (N_p) для различных типов приводов бурильной машины: 1) пневмопривод; 2) пневмогидропривод; 3) электропневмопривод

Данный подход к выбору областей рационального применения приводов по ряду параметров позволяет решать обратную задачу.

Задаваясь определенным значением параметра $P_{сж. в.}$, можно определить, какой тип привода обеспечит наиболее эффективное его использование по тому критерию, который интересует.

Например, при критерии максимум производительности ($\max Q$) – высокое давление сжатого воздуха выгоднее использовать при электропневмогидроприводе, а давление 0,85...0,9 МПа обеспечит наибольший эффект в пневмо- и пневмогидроприводе.

Аналогичным образом для исследования границ эффективности бурильных установок с различными типами приводов могут быть использованы другие параметры. На рис. 4 представлены области рационального использования мощности двигателя механизма подачи (N_p), из которого видно, что мощность податчика в пределах от 1,3 до 1,9 кВт эффективно применять только в пневмоприводе. Причем, мощность в 1,3 кВт эффективна с точки зрения обеспечения минимальных значений удельной мощности ($N_{y.1}$) стоимости энергии ($C_{3.1}$), а величина ее в 1,9 кВт позволяет получить близкое к минимуму значение приведенных затрат ($Z_{пр.1}$) и максимум производительности (Q_1).

Более высокие мощности оптимальны для других типов приводов, в частности, от 1,9 до 3,0 кВт рационально применять как в пневмогидроприводе, так и в электропневмогидроприводе, а свыше – только в последних.

Заключение

На основе разработанной ранее методики оценки технико-экономической эффективности машин для бурения скважин из подземных горных выработок проведен анализ технико-экономических показателей станков с различными типами приводов и определены области их рационального использования.

Вершинами областей-многоугольников являются экстремальные значения критериев (себестоимости пог. м скважины; приведенных затрат, отнесенных к одному метру скважины; производительности бурения; удельных веса бурового станка и мощности его привода; удельной стоимости энергии, расходуемой в процессе

бурения скважины), а площадь его характеризует область рациональных значений параметра (давление сжатого воздуха и мощности двигателя механизма податчика) данного типа привода относительно принятых критериев.

Рассмотренный подход к выбору областей рационального использования буровых станков с различными типами приводов позволяет также решать обратную задачу: задаваясь определенным значением параметров $P_{сж. в.}$ и $N_{п.}$, можно определить, какой тип привода обеспечит наиболее эффективное использование станка по тому критерию, который интересует.

Установлено, что производительность станков с пневмоприводом за счет подбора рациональных параметров может быть увеличена в 1,4 раза, а станков с гидроприводом в 2,4 раза без увеличения удельных приведенных затрат, удельных значений веса и мощности станков.

Литература

1. Баженов В.И. Исследование типа привода бурильных машин вращательно-ударного действия на эффективность бурения скважин: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Томск, 1975. – 19 с.
2. Казанцев А.А., Саруев Л.А., Саруев А.Л. Техника бурения подземных скважин и анализ динамики колонны штанг малого диаметра при вращательно-ударном нагружении. – Юрга: Изд-во ЮТИ ТПУ, 2007. – 127 с.
3. Колодин А.П., Шадрин А.В., Саруев Л.А. Разработка методики оценки технико-экономической эффективности машин для бурения скважин малых диаметров из подземных горных выработок // Вестник ЗСО РАЕН. – Кемерово, 2009. – С. 32–39.

ТЕХНОЛОГИЯ КОМБИНИРОВАННОЙ РАЗРАБОТКИ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ РОССЫПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.А. Леонтьев¹

Научный руководитель профессор М.В. Костромин^{1, 2}

¹*Забайкальский государственный университет, г. Чита, Россия*

²*Институт природных ресурсов, экологии и криологии, Сибирское отделение Российской академии наук, г. Чита, Россия*

В настоящее время из россыпных месторождений добывается порядка 70 % золота от общих объемов его производства, и эта тенденция сохранится в ближайшее десятилетие. В результате выборочной отработки богатых и легкодоступных месторождений для освоения остались глубокие, валунистые, глинистые, многолетнемерзлые месторождения и техногенные образования.

Добычные работы на глубоких россыпных месторождениях осуществляются в основном открытым (в т.ч. с применением средств гидромеханизации), а также не очень часто подземным способами. Особую специфику имеет дражная разработка россыпей. На современном этапе открытая разработка россыпей — наиболее распространенный способ, обеспечивающий максимальную полноту выемки полезных ископаемых, безопасность работ, возможность использования мощной, высокопроизводительной техники. Производится обычно при глубине залегания россыпи до 12-50 м.

Большое значение при открытой разработке россыпных месторождений имеют вскрышные работы, объем их в зависимости от глубины разработки может достигать 90% и более общего объема перерабатываемой горной массы. Из-за небольшой мощности продуктивного пласта, которая, как правило, 0,5-3 м, коэффициент вскрыши даже при небольшой глубине разработки может составлять 15-20. В силу этого вскрышные работы обычно выделяют из состава горно-подготовительных и учитывают отдельно. Наиболее простой и обеспечивающей высокие технико-экономические показатели является бестранспортная схема вскрышных работ с использованием драглайнов. Лишь при значительных глубинах разработки и большой ширине россыпи возникает необходимость в перезекскавации (перевалке) торфов, которая резко снижает эффективность вскрышных работ. В подобных случаях часто оказывается целесообразным применение транспортных схем, основанных на использовании мехлопат и автотранспорта. Перспективны гидротранспорт пород вскрыши в сочетании с работой экскаваторов или бульдозеров на выемке, а также применение роторных экскаваторов на вскрышных работах.

Важное значение при открытой разработке россыпных месторождений имеет отвалообразование. При бульдозерных и скреперных вскрышных работах, а также при использовании драглайнов по бестранспортной схеме отвалы, как правило, располагают в непосредственной близости к вскрываемой россыпи.

Расчет параметров отвалов в этом случае производят исходя из соотношения $S_{от} = S_{вг}$, где

$S_{от}$ — площадь поперечного сечения отвала, м²;

$S_{в}$ — площадь поперечного сечения выемки, м²;

g — коэффициент разрыхления.

Форма отвала (в вертикальном сечении) может быть плоской и треугольной. Если отвал выкладывают на некотором расстоянии от россыпи, то параметры его рассчитывают, исходя из необходимости размещения в нем всего объема торфов или объема, приходящегося на участок между выездами (при высоте отвала, не превышающей 10-15 м).

Добычные работы при открытой россыпных месторождений разработке заключаются в непосредственной разработке песков, доставке их на обогатительную установку или фабрику, в уборке хвостов обогащения. Наиболее целесообразна организация добычных работ, при которой на них используется та же техника, что и на подготовительных работах. Однако это не всегда возможно прежде всего потому, что крепость

песков обычно выше, чем у вскрышных пород. Основная добычная машина при разработке мёрзлых россыпей — бульдозер. Эскаваторы применяют при разработке талых песков, имеющих значительную мощность пласта.

Прежде всего, эта увязка обеспечивается опережением вскрышных работ, которое зависит от принятой их системы, талого или мёрзлого состояния россыпи. При разработке талых россыпей опережение обычно от 3 до 10 месяцев. Целесообразно некоторое его увеличение к началу холодного периода года. Необходимое условие при разработке мёрзлых россыпей — полная подготовка площади, подлежащей промывке, к началу этих работ. Здесь в основе добычных работ — послойная выемка — систематическое снятие оттаявшего слоя по всей разрабатываемой площади. Бульдозеры позволяют производить послойную разработку при мощности талого слоя всего 5-8 см.

После отработки глубокозалегающих россыпей открытым способом на максимально возможную глубину, для отработки остаточных запасов, залегающих свыше 50 м целесообразно применение подземного способа отработки. При вскрышных работах открытым способом уменьшаются затраты на строительство и крепление подземных выработок при подземном способе на талых верхних горизонтах. Подземная разработка россыпных месторождений требует значительных трудовых и материальных затрат и экономически эффективна лишь на относительно больших глубинах. Целесообразность её применения в каждом случае определяется на основе технико-экономических расчётов. Минимальные регламентируемые глубины составляют для мёрзлых россыпей 8 м, для талых — 20-30 м. Максимальные глубины превышают 100 м; определена тенденция к увеличению этого параметра.

Между подземной разработкой талых и многолетнемёрзлых россыпей имеются принципиальные различия. В основе их лежит разная степень устойчивости вмещающих пород и песков. Невысокий уровень этого параметра предопределил непрерывное сокращение объёмов подземной разработки талых россыпей с заменой её открытой россыпных месторождений разработкой. Ведущее место подземный способ занимает при разработке многолетнемёрзлых россыпей. Вскрывают мёрзлые россыпи наклонными или вертикальными стволами. При проведении выработок (а также и добыче) в этих условиях обязательным производственным процессом является отбойка (рыхление) мёрзлых рыхлых отложений. Выполняют её буровзрывным способом. Непосредственно после вскрытия проводят выработки, готовящие поле к очистной выемке. Разделение выработок на подготовительные и нарезные носит весьма условный характер. И те и другие проводят только по пласту песков. Удельный объём подготовительных и нарезных работ 7-20%.

В зависимости от размеров шахтного поля, устойчивости пород, мощности пласта песков применяют сплошные и камерные системы разработки. Несмотря на относительно большой объём подготовительных работ и потери полезных ископаемых, высокий уровень безопасности работ при камерной системе предопределил её предпочтительное использование. Применение сплошных систем эффективно при устойчивых породах и небольших размерах шахтных полей. При всех системах отработка выемочных участков осуществляется длинными забоями, длина которых достигает 50 м. Очистные забои камер ориентируют вдоль и поперёк шахтных полей.

Подвигание лав при сплошной системе параллельное (все положения забоя параллельны между собой), радиальное, иногда диагональное. Управляют кровлей обычно поддержанием её с помощью крепи и целиков. Забойная крепь длинных очистных забоев — регулярные ряды металлических или деревянных стоек, которые переносят по мере подвигания лавы. Иногда её усиливают рядами кустов или костров. Вспомогательная крепь — одиночные стойки и кусты. Как вспомогательная в призабойном пространстве иногда применяется анкерная крепь. Установлена техническая возможность и экономическая целесообразность (на шахтах с большими размерами шахтных полей и значительным запасом песков) использования в лавах механизированных крепей. В камерах при необходимости устанавливают одиночные стойки, кусты, иногда ряды стоек. Подготовительные и нарезные выработки, как правило, не крепят. Для шахт, разрабатывающих многолетнемёрзлые россыпи, характерна сравнительно высокая степень механизации очистных (также и проходческих) работ. Для отбойки используются ручные и колонковые перфораторы (внедряется комбайновая проходка выработок), на доставке — канатные скреперные установки с вместимостью ковша до 2,5 м³, самоходные скреперные установки и электробульдозеры. Для транспортирования песков применяют ленточные конвейеры, иногда автосамосвалы. В последнем случае с их помощью пески выдают на поверхность по наклонным стволам. Производительность труда на подземных работах до 15 м³/человек в смену.

Особенность подземной разработки многолетнемёрзлых россыпей — несовпадение сроков добычи и промывки песков. Первая операция производится в основном в зимнее время, вторая — в летнее. Пески, добытые зимой, укладывают в специальные отвалы. Форма их зависит от способа выдачи полезных ископаемых из шахты и оборудования, занятого на отвалообразовании, и может быть конусной, гребенчато-кольцевой, плоской. Для обеспечения достаточной площади для интенсивного оттаивания песков и создания нормальных условий для работы землеройных машин конусные и гребенчато-кольцевые отвалы преобразуют в плоские при помощи бульдозеров (т.н. разваловка отвалов). Перспективы подземной разработки многолетнемёрзлых россыпей связаны с дальнейшей механизацией основных и вспомогательных работ на базе специальной малогабаритной самоходной техники, проходческих и добычных комбайнов, механизированные очистных комплексов и др.

При подземной разработке талых россыпей залежь вскрывают вертикальными стволами. Подготовительные выработки проводят в границах россыпи либо (при осложнениях, связанных с неустойчивостью и водообильностью пород) в коренных породах (в плотике). Удельный объём подготовительных и нарезных работ достигает 40%. Основные системы разработки — длинными и короткими столбами. Реже разработку ведут заходками и лавами (только при устойчивой кровле). Размеры очистных забоев мало отличаются от размеров горизонтальных подготовительных выработок. Длина забоя обычно 10-12 м (редко

до 20 м). При этом его делят на последовательно отрабатываемые участки (заходки) длиной около 3 м (в коротких забоях) и до 4,5 м (в длинных). Работы по очистной выемке в общем схожи с работами по проведению выработок. Их отличительных черт — обязательное совмещение операций отбойки и крепления. Условия очистной выемки неблагоприятны для применения механизмов, поэтому велика доля ручного труда. При отработке лавами иногда для уборки песков используют скреперные установки. Производительность труда рабочего обычно не превышает 1,5-2 м³/человек в смену.

Предлагаемая нами технология комбинированной отработки глубокозалегающих россыпей, сущность которой заключается во вскрытии глубокозалегающего пласта песков открытым способом (проходка траншеи), и с последующей добычей подземным способом, с проходкой штольни в основании вскрышного разреза. Предложенная нами технология комбинированной разработки глубокозалегающих россыпей, со вскрытием или отработкой пропластков верхних горизонтов открытым способом, с последующей отработкой глубокозалегающего пласта песков подземным способом позволит получить предприятию существенный экономический эффект за счет вовлечения в отработку запасов для подземной добычи.

ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ЯВЛЕНИЙ ИЗ ПОЧВЫ ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ ГОРНЫХ ВЫРАБОТОК В УСЛОВИЯХ ПОДРАБОТКИ СИЛЬВИНИТОВОГО ПЛАСТА (НА ПРИМЕРЕ СТАРОБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАЛИЙНЫХ СОЛЕЙ)

Н.А. Литвиновская

***Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь,
Россия***

Решению проблемы газодинамических явлений из почвы подготовительных горных выработок в подработанном соляном породном массиве посвящено относительно небольшое число научных работ. Между тем эта проблема актуальна как для рудников Старобинского месторождения, так и для рудников Верхнекамского месторождения. Данный вид газодинамических явлений в большей степени характерен для подготовительных выработок, проходимых в породах I калийного горизонта на руднике I РУ ОАО «Беларуськалий». Уникальность горнотехнической ситуации на этом горизонте в условиях шахтного поля рудника I РУ ОАО «Беларуськалий» состоит в том, что он на всей площади распространения подработан очистными горными работами на нижерасположенных II и III калийных горизонтах.

Исследования газоносности и газодинамических характеристик пород I калийного горизонта проводились на восточном и на западном крыльях шахтного поля рудника I РУ ОАО «Беларуськалий». Всего было пробурено более 80 шпуров и скважин. При этом было сделано более 500 замеров газоносности и начальной скорости газовыделения.

По горнотехническим условиям подработки нижележащими калийными пластами участки проведения исследований газоносности и газодинамических характеристик пород I калийного горизонта можно разделить на две зоны: зона I – участки, расположенные вне краевой части мульды сдвижения; зона II – участки, расположенные в пределах краевой части мульды сдвижения, образовавшейся на уровне I калийного горизонта.

Исследования показали, что газоносность на этих участках может отличаться в 2,5 и более раз, а начальная скорость газовыделения в 10 раз. Проверка нулевой гипотезы по критерию Фишера показала, что значения газоносности и начальной скорости газовыделения характеризуют зоны I калийного горизонта с существенно различными показателями и этот факт не связан со случайным колебанием значений в выборках данных.

Известно, что деформирование пород I калийного горизонта, подработанных нижележащими Вторым и Третьим калийными пластами, длится многие годы, и всякая остановка границы выработанного пространства оказывается источником возникновения по обе стороны от нее краевой части мульды сдвижения. В краевых частях мульды сдвижения породы I калийного горизонта будут характеризоваться максимальной техногенной трещиноватостью и, следовательно, фильтрационные и коллекторские свойства пород I калийного горизонта в этих зонах будут играть весьма важную роль с точки зрения возможности развития газодинамических явлений. На этих участках I калийного горизонта возможно появление газодинамических аномалий, т.е. участков, отличающихся степенью нарушенности пород, их газоносностью и газодинамическими характеристиками.

Отработка Второго и Третьего калийных пластов сопровождалась перераспределением горного давления, в результате чего соляной породный массив и содержащийся в нем I калийный горизонт, подвергался воздействию различных силовых полей. При этом в области влияния движущегося фронта очистных работ разрабатываемого в первую очередь и оказывающего наибольшее влияние Второго пласта в зависимости от характера деформирования и перераспределения горного давления формировались следующие характерные зоны: не подверженная влиянию горных работ; повышенного горного давления; разгрузки; восстановленного геостатического давления. Каждый участок подработываемого I калийного горизонта при движении фронта очистных работ на Втором калийном пласте последовательно оказывался в каждой зоне, что сопровождалось многократным изменением вида их напряженного состояния.

Особый интерес с точки зрения нарушения структуры пород представляет деформирование I калийного горизонта при его нахождении в зоне изгиба, включающей в себя часть зон повышенного горного давления и разгрузки. В пределах этой зоны протекают активные стадии процессов сдвижения, деформирования массива и

перераспределения горного давления. При этом могут образовываться самые различные сочетания главных напряжений, вплоть до появления растягивающих усилий. Кроме того, эта зона характеризуется и ростом касательных напряжений. В зоне изгиба создаются условия для увеличения трещиноватости и образования расслоений подрабатываемого I калийного горизонта в результате сдвига и растяжения по плоскостям природных неоднородностей и вновь образовавшейся трещиноватости.

Именно эта зона характерна для краевой части мульды сдвижения. При этом во время непосредственного ведения горных работ на Втором пласте в подработанном массиве формируются новые системы микро- и макротрещин, а уже в результате длительного пребывания I калийного горизонта в зоне изгиба, формируются области расслоения пород по глинистым прослойкам и слоям. На этих участках I калийного горизонта наиболее вероятно появление газодинамических аномалий, т.е. очагов возможных газодинамических явлений.

Методом математического моделирования напряженно-деформированного состояния соляного массива на I калийном горизонте, подработанном Вторым калийным пластом, устанавливались границы зон техногенной трещиноватости.

Критерии для построения границ газонасыщенных зон в породах I калийного горизонта принимались из условий формирования областей возможного разрушения глинистых прослоек в породах I калийного горизонта при его подработке Вторым калийным пластом. В соответствии с этим критерием построены прогнозные карты зон, опасных по газодинамическим явлениям из почвы подготовительных горных выработок (рис. 1). Карты строились для всей площади распространения I калийного горизонта на шахтном поле рудника I РУ.

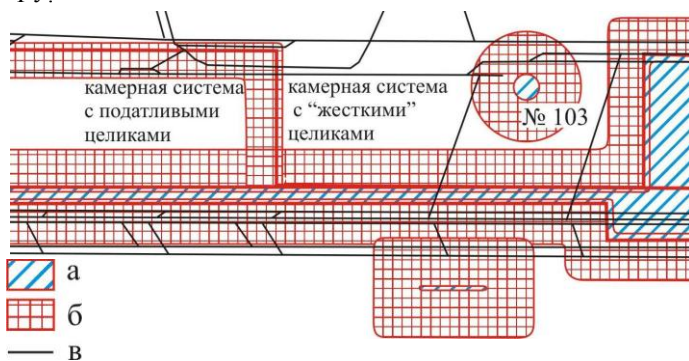


Рис. 1. Карта зон, опасных по газодинамическим явлениям для участка лавы №2: а - целики и неотработанные участки, оставленные на Втором калийном пласте; б - зоны техногенной трещиноватости, образовавшиеся на уровне I калийного горизонта; в - выработки на I калийном

свободных газов в породах почвы горных выработок и тем самым предотвратит их разрушение в форме газодинамического явления.

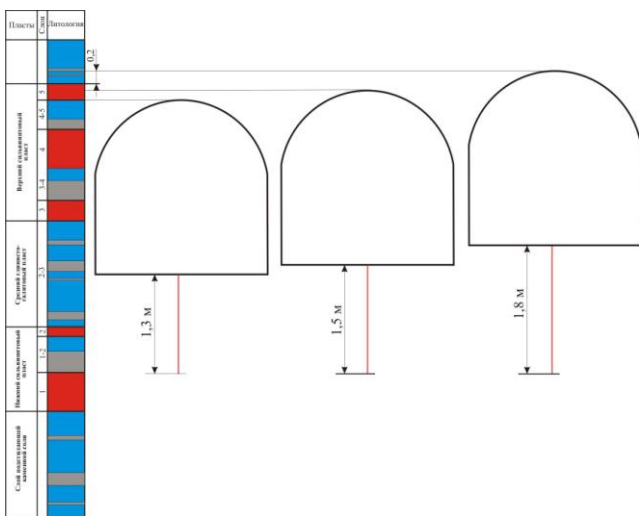


Рис. 2. Параметры мелкошпурового профилактического бурения дегазационных шпуров в зависимости от привязки кровли выработки

Анализ горнотехнической ситуации показывает, что при существующих планах раскопки шахтного поля и подготовки выемочных участков на I калийном горизонте значительный объем подготовительных горных выработок будет приходиться в пределах зон, опасных по ГДЯ из почвы.

Для предотвращения газодинамических явлений из почвы при проходке подготовительных выработок на I калийном горизонте необходимо осуществлять бурение дегазационных шпуров. В различных горнотехнических условиях необходимо проводить мелкошпуровое, глубокое профилактическое бурение дегазационных шпуров либо заблаговременную дегазацию пород почвы.

Бурение дегазационных шпуров позволяет снизить давление приконтактных пород и тем самым предотвратит их разрушение в форме газодинамического явления.

Параметры мелкошпурового и глубокого профилактического бурения дегазационных шпуров – глубина шпуров и расстояние между шпурами, устанавливались на основании результатов экспериментальных исследований. Глубина шпуров определялась с учетом геологической привязки кровли выработок и необходимости дегазации наиболее газонасыщенных глинистых прослоек в породах почвы, положение которых в геологическом разрезе I калийного горизонта было установлено экспериментально. Расстояние между шпурами профилактического дегазационного бурения определялось экспериментально в шахтных условиях реометрическим методом по начальной скорости газовыделения в шпур-сток. Реометрический метод реализовывался путем последовательного приближения с шагом 0,5 м шпура-стока к нагнетательному шпуру. Радиус влияния шпура-стока определялся по величине начальной скорости газовыделения.

Экспериментальные исследования проводились в пределах зон, опасных по газодинамическим явлениям из почвы. На основании экспериментальных исследований установлены следующие параметры мелкошпурового профилактического бурения дегазационных шпуров в зависимости от привязки кровли выработки: глубина шпуров соответственно 1,3 м, 1,5 м и 1,8 м; расстояние между шпурами не более 2,5 м (рис.2).

В выработках, ширина которых составляет 4,5 м и более, необходимо производить глубокое профилактическое бурение дегазационных шпуров в почву. Параметры глубокого профилактического бурения дегазационных шпуров в почву в зависимости от привязки кровли выработки следующие: глубина шпуров соответственно 3,9 м, 4,1 м и 4,3 м; расстояние между шпурами не более 5,0 м. Глубина шпуров выбирается такой, что бы обеспечить вскрытие наиболее газоносного глинистого прослойка в слое подстилающей каменной соли.

В том случае, если проходятся параллельные подготовительные горные выработки, то возможно применение заблаговременной дегазации пород почвы. Для заблаговременной дегазации могут применяться самоходные буровые станки, имеющиеся на руднике 1 РУ. Заблаговременная дегазация пород почвы производится из ранее пройденной выработки. В этом случае под контур будущей выработки бурятся наклонные шпуры, обеспечивающие перебуривание газоносного глинистого прослойка в 1-2 глинисто-галитовом слое нижнего силвинитового пласта. Угол наклона и длина дегазационных шпуров зависят от расположения выработок относительно друг друга и привязки кровли выработок, и составят в среднем 30° и 5 м.

АКТУАЛЬНОСТЬ БУРОВЗРЫВНЫХ РАБОТ С ПРЯМЫМИ ВРУБАМИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ГОРНО-РАЗВЕДОЧНЫХ ВЫРАБОТОК

А.Н. Масловский

Научный руководитель профессор В.Г. Лукьянов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Буровзрывной способ был и остается основным способом механизации горнопроходческих работ в средней крепости и крепких породах, не смотря на агрессивное развитие в области механизаций.

Механизированный способ проявляет себя в мягких и средней крепости горных породах. Но в средней крепости взаимодействие элементов с горным массивом способствует быстрому износу, что и ведет к повышению себестоимость горнопроходческих работ.

Из диаграммы видно (рис. 1), что по итогам работ с применением буровзрывного способа можно сказать, что объемы постепенно увеличиваются.

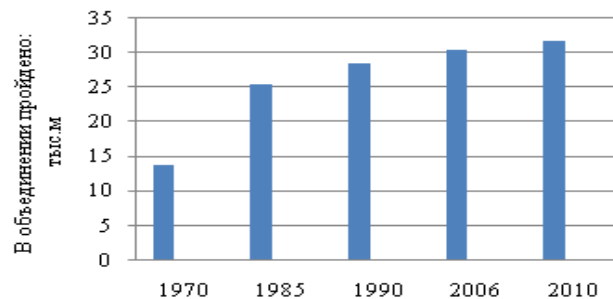


Рис. 1. Диаграмма средних значений годовой проходки при горно-разведочных работах

Резкий спад можно аргументировать тем, что из всего горнопроходческого цикла некоторые виды работ почти взяли свои высоты, например такие как: погрузка и разгрузка разрушенной породы, крепление горных выработок, буровые процессы и т.д.

В горнопроходческих работах при буровзрывном способе в крепких или очень крепких породах зарекомендовали себя клиновые и прямые врубы.

Достоинства клиновых врубов:

- возможность использования структуры массива для увеличения объема врубовой полости;
- простота бурения;
- эффективная очистка врубовой полости от породы.

Недостатки клиновых врубов:

- ограниченная глубина шпура в выработках малого сечения;
- низкое качество использования врубов;
- большой разброс породы;
- низкий К.И.Ш.

Преимущества прямых врубов по сравнению с клиновыми:

- удобство бурения шпуров;
- возможность механизации процесса бурения;
- увеличенный объем врубовой полости;
- высокая эффективность в породах любой крепости;

- кучность развала породы;
 - теоретическая глубина шпуров.
- Недостатки прямых врубов:
- необходимость точности соблюдения расстояний между шпурами и их параллельности относительно друг друга;
 - возможность запрессовки врубовой полости разрушенной породой.

Применения прямых врубов позволит увеличить проходку за один цикл за счет увеличения взрывной воронки, а так же снизит процент выхода не габаритных кусков породы и сократит затраты времени на бурения шпуров.

Литература

1. Лукьянов В.Г., Громов А.Д., Пинчук Н.П. Технология проведения горно-разведочных выработок: Учебник для вузов. 2-е изд. - Томск: Изд-во Том. Ун-та, 2004. – 468 с.

ВЛИЯНИЯ ГЕОЛОГО-СТРУКТУРНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ МАССИВА НА ПОКАЗАТЕЛИ БВР С ПРЯМЫМИ ВРУБАМИ

А.Н. Масловский

Научный руководитель профессор В.Г. Лукьянов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Буровые работы являются первым звеном технологической цепи проведения подземных горно-разведочных выработок, и от принятых решений и полученных результатов на данном этапе зависят эффективность всего технологического процесса.

При проведении буровзрывных работ надо учитывать три группы факторов: горногеологические, технические и технологические [4]. Возьмем один фактор, который отвечает на состояние массива - горно-геологический, к которому относятся: крепость, трещиноватость, абразивность, слоистость, твердость, вязкость, хрупкость. В настоящее время в области механики горных пород достигнуты определенные успехи в оценке влияния состояния массива на характер их разрушения при приложении внешней нагрузки [1]. Однако на горных участках горнодобывающих предприятий практически отсутствуют сведения о состоянии массива, поэтому при проектировании буровзрывных работ используется один интегральный показатель – крепость пород по шкале М.М. Протодяконова, который не учитывает все многообразие физико-механических свойств пород и массива. Это можно отнести к недостаточной оценке влияние факторов на показатели БВР с прямыми врубами.

В работах [3, 5] указывается необходимость учета при проектировании буровзрывных работ неоднородности массива, таких как трещиноватость и слоистость пород. При оценке свойств массива, влияющих на показатели их разрушения, на первое место ставится трещиноватость массива. Наличие в массиве трещин замедляет процесс разрушения, что необходимо учитывать при определении рационального интервала замедления, если массив разбит системами трещин на естественные отдельности, не превышающие размер кандиционного куска, то трещиноватость облегчает дробление пород и, наоборот, слабая трещиноватость массива затрудняет дробление по сравнению с монолитным горным массивом.

По итогам работ [2] выявлено, что лучшее дробление пород может быть получено, если при малом расстоянии между трещинами (не более 0,7 м), удлиненные снаряды ВВ ориентируются вдоль основной системы трещин, параллельно обнаженной поверхности, а при большем расстоянии между трещинами - перпендикулярно ей.

При направлении отбойки перпендикулярно слоистости наблюдается равномерное дробление породы с уменьшением выхода негабарита в 1,2-1,5 раза. При этом расход ВВ уменьшается более чем в 2 раза.

Есть и другой показатель неоднородности IY порядка, которые влияют на показатель БВР – слоистости массива.

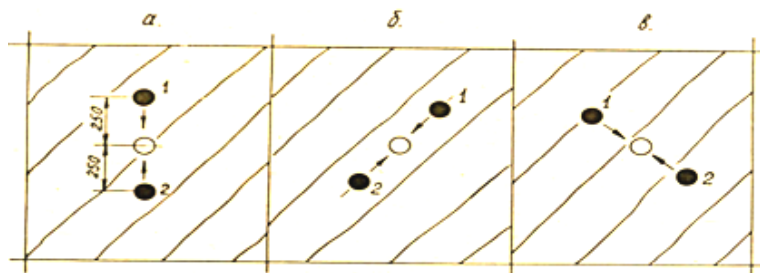


Рис. 1. Схема ориентировки линии шпуров относительно слоистости:

- а) под углом 45° к слоистости; б) параллельно слоистости; в) перпендикулярно слоистости

С увеличением угла между направлением отбойки и слоистостью пород происходит увеличение глубины взрывной воронки и объема образованной полости. Худшие результаты наблюдаются при расположении взрывааемых шпуров параллельно слоистости пород рис. 1, б.

При взрывании по этой схеме происходит срез породной перемычки и частичный выброс породы из образовавшейся полости. Взрывание зарядов перпендикулярно слоистости пород позволяет получить максимальный объем взрывной полости, объем взрывной полости при взрыве по схеме рис 1, в, по сравнению при взрыве по схеме рис. 1, б, увеличивается в 1,7 – 1,8 раза. На рис. 2 показано образование врубовой полости при взрывании всего комплекса шпуров призматического вруба: при расположении малой оси вруба под углом 45 град к слоистости пород, параллельно слоистости пород и перпендикулярно слоистости пород.

Из рис. 2. видно, что наибольший объем врубовой полости и значение коэффициента использования шпуров достигается при расположении малой оси вруба перпендикулярно слоистости пород [5].

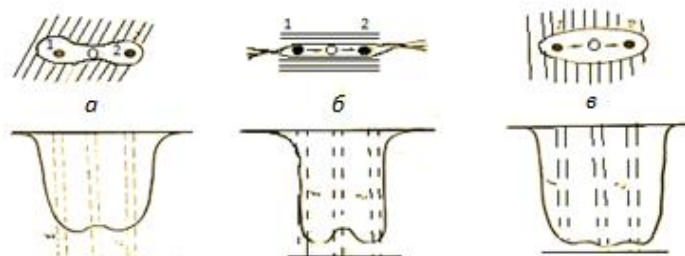


Рис.2. Форма полостей образованные при взрыве зарядов расположенных: а) под углом к слоистости; б) параллельно слоистости; в) перпендикулярно слоистости

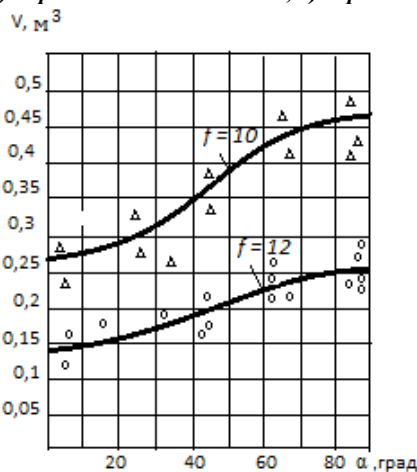


Рис. 3. Зависимость объема врубовой полости от угла направления отбойки относительно слоистости пород.

Литература

1. Жингель И.П., Гуляев Ю.В. Зависимость деформационных свойств горных пород от петрографического состава. – в кн.: Исследование по вопросам горного дела в Кузбассе. – М.: Недра, 1966, с. – 21-25.
2. Каплунов Д.Р., Ионов А.Н. Влияние структурных особенностей массива на результаты дробления пород взрывом.- В кн.: Взрывное дело: Новое в дроблении горных пород взрывом. № 53/10,- М.: Госгортехиздат, 1963., с. 17-20.
3. Кучерявый Ф.И., Хадоковский Ю.Ф. Влияние естественной нарушенности массива на результаты взрыва – // Горный журнал. – М., 1970. - №9, – С. 36-37.
4. Лукьянов В.Г., Громов А.Д., Пинчук Н.П. Технология проведения горно-разведочных выработок: Учебник для вузов. 2-е изд. - Томск: Изд-во Том. Ун-та, 2004. – 468 с.
5. Морозов В.Т. Влияние физико-механических свойств пород на эффективность взрывной отбойки.- В кн.: Физико-технические и технологические проблемы разработки и обогащения полезных ископаемых. М.: Недра, 1982, с. 25-28.

РАДИАЦИОННЫЙ КОНТРОЛЬ НА УГОЛЬНЫХ ШАХТАХ

Н.А. Мироненкова

Научный руководитель профессор Г.И. Коршунов

Санкт-Петербургский государственный горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

Возрастающий уровень техногенной нагрузки на недра, связанный с выемкой и извлечением на поверхность некомпенсированных больших масс горных пород, количественные изменения в зонах отработки

крупных месторождений приводят к изменению напряженного состояния массива горных пород. Рост горного давления, может привести к горному удару и самовозгоранию угля.

Анализ ситуации в угольной промышленности показывает, что около 92 % аварий и инцидентов происходят в угольных шахтах. В последние годы наблюдается колебание аварийности на угольных предприятиях России с тенденцией к снижению количества аварий и инцидентов. Одновременно происходит небольшое уменьшение и относительного показателя аварийности (количества аварий и инцидентов на 1 млн. т добытого угля) для шахт.

В угольной промышленности России за период с 1998 г. по 2010 гг. наблюдалось следующее распределение по видам аварий и инцидентов: экзогенные пожары - 23,8 %, эндогенные пожары - 21,7 %, обрушения - 14,8 %, взрывы - 14,0 %, выбросы - 1,9 %, прочие подземные - 11,9 %, на поверхности - 11,9 %.

Из приведенных данных видно, что почти половина аварий и инцидентов (45,5 %) приходится на долю рудничных пожаров. Угольные предприятия действуют в шести регионах России: Северный, Урал, Западно-Сибирский, Восточно-Сибирский, Дальний Восток, Северо-Кавказский. Как и в предыдущие годы, наибольшее количество аварий и инцидентов приходилось на предприятия Западной Сибири (73,2 % от всей аварийности угольной промышленности России). Подавляющее большинство аварий и инцидентов в Кузбассе произошло на шахтах (96,7 %), причем все они имели место на подземных объектах [6].

Изучение природных процессов на угольных шахтах является актуальной задачей и проводится с использованием различных методов. Одним из перспективных направлений является оценка возможности предупреждения опасных геодинамических явлений на основе мониторинговых наблюдений за радиогенными газами.

Уникальные физические и радиометрические свойства радона: инертность, малый период полураспада, наличие дочерних продуктов распада – изотопов металла – послужили основанием для его изучения и использования в качестве одного из индикаторов при установлении зон разуплотнения геологического разреза.

Поведение радона в геологическом пространстве создают условия для непрерывного мониторинга за ним в качестве геоэкологического индикатора напряженного состояния земли. Это подтверждается аномально высокими концентрациями радона в периоды, предшествующие землетрясениям, непредвиденным выбросом газов в угольных шахтах [5], изменением напряженности атмосферного электрического поля и геологического массива перед оползновыми процессами.

Изменение напряженного состояния массивов горных пород под действием либо тектонических, либо техногенных причин может приводить к тектоническому землетрясению или к горному удару и обычно возникает при глубине шахт более 300 м. Масштабы этих явлений различны в пространственных и энергетических координатах, но физика явлений практически одна и та же: при увеличении напряженного состояния горных пород выше некоторого предела начинаются необратимые изменения структуры массива горных пород. Динамические изменения структуры горных пород, связанные с изменением их напряженного состояния, вызывают соответственно изменения во времени величины эксгаляции радона [3, 7]. Радоновую съемку на поверхности применяют с целью выявления геологических нарушений и зон ослабления. Для обеспечения безопасного ведения горных работ необходим постоянный мониторинг радона с целью предупреждения горных ударов.

Проведенные эксперименты в шахтах на глубинах от 300 до 600 м показали, что динамические изменения напряженного состояния горного массива вызывают изменения во времени величины эксгаляции радона [4]. При этом в зависимости от расстояния от точки наблюдения до эпицентра будущего сейсмического события эти изменения имеют различный характер.

В непосредственной близости от эпицентра будущего горного удара уменьшается выделение радона из массива горных пород. Заметное снижение содержания радона, предшествующее горному удару, может начинаться за 15-20 ч до момента горного удара и наблюдается в радиусе до 100 м от координат будущего эпицентра. На расстоянии более 500 м от будущего эпицентра горного удара предшествует не снижение, а резкое увеличение (в 8-10 раз) содержания радона в наблюдательной скважине, и горный удар следует после прохождения максимума концентрации радона во времени [8, 9].

Радоновая съемка также служит для определения ранних признаков самонагрева угля. Обнаружение очагов самовозгорания в угольных шахтах на ранней стадии развития позволяет предотвратить отравление людей токсичными продуктами окисления угля и принять меры для предупреждения дальнейшего развития аварии на предприятии. За счет своевременной изоляции очага, применения инертных газов, ингибиторов появляется возможность избежать распространения пожара, взрыва горючих газов и угольной пыли. Резкий всплеск концентрации радона в проходящем через разогретый уголь и породы воздухе происходит в интервале температур 50-100° С, что позволяет использовать радон в качестве индикатора начальной стадии процесса самонагрева. Устойчивое нарастание концентрации индикаторных газов в трех пробах свидетельствует о процессе самонагрева угля, что в последствии может привести к эндогенному пожару [6].

В результате фильтрационно-диффузионных процессов при нагреве угля и пород радон под воздействием паров воды и рудничных газов диффундирует в действующие выработки и к поверхности земли по макротрещинам горного массива и важнейшим путем решения задачи радиационного контроля в целях предотвращения возгораний на угольных шахтах является оценка потенциальной радоноопасности горных выработок. Основу оценки потенциальной пожароопасности горных выработок составляют:

анализ фактических значений объемной активности (ОА) радона в шахтной атмосфере;

изучение зависимостей между плотностью потока радона (ППР) с поверхности горных выработок, подземных вод и ОА радона в выработанном пространстве;

установление закономерностей процесса выделения радона по всем его источникам.

Геохимическая модель миграции радона формируется за счет разрывных нарушений на глубине (на уровне фундамента) и разуплотненных зон, в осадочной толще пространственно связанных с ними. В основе большинства математических подходов к миграции радона из недр земли на дневную поверхность лежит диффузионно-конвективная модель с учетом убыли радона за счет радиоактивного распада, которая описывается следующей зависимостью [10]:

$$\frac{\partial N}{\partial T} = -\text{div}J - \lambda N + S,$$

где J – ток частиц Rn в пористой среде в результате диффузии и конвекции; λ – постоянная распада Rn, с^{-1} ; N – число частиц радона в единице объема пористой среды, см^3 ; S – интенсивность эманирования частиц, $\text{см}^3\text{с}$.

Основными факторами, определяющими распределение радона и значения плотности потока радона с поверхности почв, являются: концентрация радия в почвах и породах активного слоя; макропористость и влажность почв и пород активного слоя; колебания метеорологических факторов (температуры воздуха и почвы, атмосферного давления и т.п.); наличие естественных и искусственных покровов (лед, асфальт, бетон и т.п.).

Результаты методических экспериментов, выбор оптимального режима наблюдений и глубины пробоотбора позволили снизить влияние на объемную активность радона таких метеофакторов, как атмосферное давление, температура и влажность воздуха. [1, 2].

Из вышеизложенного можно сделать вывод, что контроль за радоновыделением в шахтах мониторинг радона на поверхности важны для обеспечения безопасности в горных выработках.

Литература

1. Бобров А.А. Об особенностях влияния метеоусловий на объемную активность радона в некоторых регионах юга Восточной Сибири – Иркутск: ИЗК СО РАН, 2007, – 215 с.
2. Бобров А.А. Исследование объемной активности радона в разломных зонах Приольхонья и Южного Приангарья: методика и предварительные результаты // Изв. Сиб. Отд-я Секции наук о Земле РАЕН. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. – Иркутск: Изд-во ИргТУ, 2008, – вып. 6 (32), – С. 124–129.
3. Булашевич Ю.П., Уткин В.И., Юрков А.К., Николаев В.В. Изменение концентрации радона в связи с горными ударами в глубоких шахтах: // Докл. РАН. – М., 1996. – Т. 346, – № 2. – С. 245-248.
4. Булашевич Ю.П., Уткин В.И., Юрков А.К., Николаев В.В. Изменение концентрации радона в связи с горными ударами в глубоких шахтах: // Докл. РАН, 1996. – Т. 346, – № 2. – С. 245-248.
5. Недр России. Т.2. Экология геологической среды/ Ред. Н.В. Межеловский, А.А. Смыслов.: Санкт-Петербург – Москва, 2002, – 658 с.
6. Портола В.А. Лабукин С.Н. Обнаружение ранней стадии процесса самовозгорания угля в шахтах – Томск: Изд-во Томский политехнический университет, 2011, – 133 с.
7. Уткин В.И., Юрков А.К. Динамика выделения радона из массива горных пород как краткосрочный предвестник землетрясения // Докл. РАН. – М., 1998. – Т. 358, – № 5. – С. 675-680.
8. Уткин В.И. Газовое дыхание Земли // Соросовский Образовательный Журнал. – М., 1997. – № 1. – С. 57-64.
9. Уткин В.И., Юрков А.К. Динамика выделения радона из массива горных пород как краткосрочный предвестник землетрясения // Докл. РАН. – М., 1998. – Т. 358, – № 5. – С. 675-680.
10. Яковлева В.С. Оценка скорости конвекции Rn в грунтах по измеренным значениям поровой активности / В.С.Яковлева, Н.К.Рыжакова // Геоэкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геоэкология, – М., 2003, – № 5.

РАЗРАБОТКА РЕСУРСОБЕРЕГАЮЩЕЙ И ЭКОЛОГИЧЕСКИ БЕЗОПАСНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПОДЗЕМНОЙ РАЗРАБОТКИ РОССЫПНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ АЛМАЗОВ «СОЛУР»

А. А. Николаева, Л.В. Петрова

Научный руководитель доцент В.С. Марков

Северо-Восточный Федеральный университет имени М. К. Аммосова, г.Якутск, Россия

Как показывает опыт, подземная разработка большинства россыпных месторождений Якутии и Северо-Востока РФ ведется камерно-лавной системой. Удельный вес горно-подготовительных работ составляет 20-25% от общего объема, а затраты на проведение выработок превышают затраты на очистную выемку на 30-35%. Система разработки предусматривает безвозвратную потерю полезного ископаемого достигающей до 15-18% в породных целиках в качестве крепи. Отбойка и транспортировка песков производятся переносными оборудованностями, характеризующимися низкими технико-экономическими показателями и уровнем мер безопасности [2,3,4].

В связи с этим, разработка месторождения «Солур» требует принципиально новые технические решения, позволяющие повысить эффективность подземных горных работ.

Месторождение «Солур» располагается на водоразделе небольших рек Чуоналыр и Ирелях в Мирнинском районе Республики Саха (Якутия). Как известно, россыпные месторождения в условиях многолетней мерзлоты имеют ряд особенностей, в нашем случае главной особенностью является малая мощность продуктивного пласта – 0,8 м.

Нами предлагается вариант камерной системы с применением проходческих комбайнов, самоходной техники, с закладкой выработанного пространства и обогащением добытых песков непосредственно в шахтных условиях.

Сущность предлагаемой камерной системы разработки состоит в оконтуривании панели, селективной выемке песков с применением проходческого комбайна, самоходных видов оборудования, с закладкой выработанного пространства и предварительным обогащением добытых песков в шахте. Шахтное поле вскрывается наклонными стволами.

Отработку запасов песков шахтного поля ведут в следующей последовательности. Первые две камеры с центра шахтного поля вынимают комбайном с разубоживанием песков. Добытая горная масса доставляется ПДМ на бункер конвейера и выдается на «гора». Выемку первичных камер осуществляют в два этапа: сначала комбайном вынимают пустую породу над продуктивным пластом при минимальной высоте позволяющей выемку пород ПДМ и доставляют их в отработанные камеры. По достижении проектных размеров камеры с конца камеры начинают выемку продуктивного пласта на полную мощность в пределах камеры и доставляют по главному штреку в камеру предварительного обогащения. Закладку отработанных камер осуществляют с помощью метательной закладочной машины УМЗК ленточного типа. Между камерами оставляют целики шириной равной ширине камеры (6 м)

По окончании отработки первичных камер приступают к отработке междукамерных целиков. Технология отработки такая же, как первичных камер. Начинают отработку от ствола к границам шахтного поля.

В случае, когда объем пустых пород, окажется недостаточным, необходимо укоротить длину закладываемой камеры со стороны массива горных пород установкой перемычки, чтобы закладываемые площади остались на средней части шахтного поля. При заполнении вторичных камер, закладку отсыпают таким образом, чтобы заполненные и незаполненные камеры чередовались в шахматном порядке с первичными отработанными камерами [1].

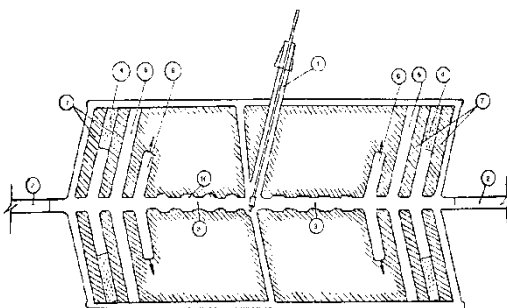


Рис 1. Начало отработки блока.

1 – главный ствол; 2 – вспомогательные стволы; 3 – откаточный штрек; 4 – отработанная закладываемая камера; 5 – камера, подготовленная к активировке плотика; 6 – камера, находящаяся в очистной выемке; 7 – междукамерные целики (вторичные камеры)

Управление кровлей при предлагаемой системе разработки - комбинированное: поддержанием жесткими междукамерными целиками (отработка первичных камер) и частичной закладкой выработанного пространства (отработка вторичных камер).

Предлагаемая технология предусматривает предварительное сухое обогащение песков в подземной выработке.

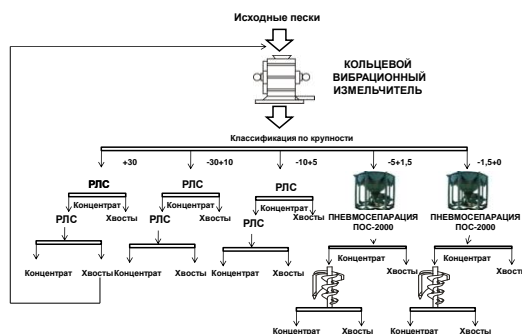


Рис 2. Технологический модуль сухого обогащения алмазосодержащих песков

Предусмотренные в работе технические решения способствуют развитию приоритетного направления «Рациональное природопользование» за счет внедрения кристаллосберегающей комбайновой технологии, снижения техногенной нагрузки на окружающую среду за счет обогащения песков в шахте и сохранения земной поверхности за счет закладки выработанного пространства.

Разработка месторождения должна вестись только в зимнее время (октябрь по апрель месяц). Для сохранения устойчивого состояния выработок в период отработки и для эффективной работы технологической

линии сухого обогащения песков необходимо обеспечить оптимальный температурный режим выработок в пределах минус 50С до 100С.

В результате внедрения предложенных мероприятий, по сравнению с другими вариантами систем разработки, ожидается снижение уровня разубоживания песков от 55% до 20% и доведения уровня потери песков до 3%.

Литература

1. Емельянов В.И., Мамаев Ю.А., Кудлай Е.А. Подземная разработка многолетнемерзлых россыпей. – М.: Недра, 1982. – 240 с.
2. Шерстов В.А., Скуба В.Н., Лубий К.Н., Костромитинов КН. Подземная разработка россыпных месторождений Якутии. – Якутск: ЯФ СО АН СССР., – 1981. – С.186.;
3. Шерстов В.А. Подземная разработка россыпных месторождений в условиях многолетней мерзлоты – М.: ВИНТИ. Итоги науки и техники, 1994, – т.61. – 88 с.;
4. Шерстов В.А., Куренчанин В.К., Кивилева Н.М. Совершенствование условий труда и технологии разработки на россыпных шахтах Заполярья.- Якутск. – М.: ЯФ СО АН СССР, 1985. – С.157.;

ВЛИЯНИЕ ВЫХЛОПНЫХ ГАЗОВ ДВС НА ВНУТРИШАХТНУЮ АТМОСФЕРУ. СПОСОБЫ СНИЖЕНИЯ ТОКСИЧНОСТИ ВЫХЛОПНЫХ ГАЗОВ

Р.В. Пантелеев

Научный руководитель доцент В.А. Шмурыгин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основные части шахтной атмосферы – кислород, азот, углекислый газ. Также, в ней могут присутствовать ядовитые (окись углерода, оксиды азота, сернистый ангидрид, сероводород, акролеин, альдегиды и др.), взрывчатые (метан, водород и др.) и радиоактивные газы, пары воды. Химический состав шахтной атмосферы зависит от геологических условий, технологии добычи полезных ископаемых, типа применяемого оборудования. Основные источники химического загрязнения шахтной атмосферы – газовыделения из горных пород, процессы окисления, взрывные работы, горное оборудование, работающее на двигателе внутреннего сгорания. В результате, содержание кислорода в шахтном воздухе несколько ниже, чем в земной атмосфере, углекислого газа – выше. Необходимость пребывания в горных выработках людей предопределяет жесткие требования к составу шахтной атмосферы.

Известно, что топливо сгорает в камере при взаимодействии с кислородом воздуха. Этот процесс сопровождается интенсивным выделением тепла, которое и преобразуется в работу. Теоретически для сгорания 1 кг бензина требуется 14,7 кг воздуха, однако на практике этого количества оказывается недостаточно. Дело в том, что воспламенение и сгорание бензино-воздушной смеси (ее еще называют горючей) длится тысячные доли секунды, и к такому быстрому процессу она недостаточно хорошо подготовлена. В смеси остаются газы от предыдущего цикла, препятствующие доступу кислорода к частицам топлива; кроме того, не удается добиться ее идеального перемешивания по объему цилиндра, особенно у непрогретого двигателя и на переходных режимах. В результате не все топливо окисляется до конечных продуктов, и для нормального протекания процесса сгорания его приходится добавлять. Если в горючей смеси количество топлива больше расчетного, смесь называется богатой, если меньше – бедной. При средних нагрузках главное внимание обращается на экономичность, поэтому в камеру сгорания подается несколько обедненная смесь. При небольшом обогащении смеси скорость ее сгорания увеличивается, в камере развиваются более высокие температура и давление. Для максимальных нагрузок или резкого перехода с малой нагрузки на большую требуется богатая смесь. Большое количество топлива подается в цилиндры и при пуске холодного двигателя, когда горючую смесь образуют только самые легкие фракции топлива. В этих случаях из-за недостатка кислорода топливо сгорает не полностью. Двигатель хотя и развивает большую мощность, но работает не экономично и выбрасывает в атмосферу токсичные продукты неполного сгорания.

Наиболее токсичными компонентами отработавших газов бензиновых двигателей являются: оксид углерода (СО), оксиды азота (N₂O), диоксиды азота (NO₂), углеводороды (органические вещества состоящие из двух химических элементов – углерода и водорода, которые образовали громадное число соединений – углеводородов: C_nH_m), а в случае применения этилированного бензина – свинец. Состав выбросов дизельных двигателей отличается от бензиновых. В дизельном двигателе происходит более полное сгорание топлива. При этом образуется меньше окиси углерода и несгоревших углеводородов. Но, вместе с этим, за счет избытка воздуха в дизеле образуется большее количество оксидов азота. Дизельные двигатели, кроме всего прочего, выбрасывают твердые частицы (сажу). Сажа, содержащаяся в выхлопе, нетоксична, но она адсорбирует на поверхности своих частиц канцерогенные углеводороды. При сгорании низкокачественного дизельного топлива, содержащего серу, образуется сернистый ангидрид.

Предельно допустимые содержания газов в шахтной атмосфере (% по объёму):

- углекислый газ 0,5–1;
- метан 0,5–2;
- водород 0,5;
- окись углерода 0,0017;
- окислы азота 0,00026;

сернистый ангидрид 0,00038;
сероводород 0,00071;
акролеин 0,00009;
формальдегид 0,00004.

Способы снижения токсичности выхлопа.

Трехкомпонентный каталитический нейтрализатор.

Трехкомпонентным его называют потому, что он нейтрализует три вредных составляющих выхлопных газов: CO, CH и NO. Трехкомпонентный каталитический нейтрализатор представляет собой корпус из нержавеющей стали, включенный в систему выпуска до глушителя. В корпусе располагается блок носителя с многочисленными продольными порами, покрытыми тончайшим слоем вещества катализатора, которое само не вступает в химические реакции, но одним своим присутствием ускоряет их течение. В качестве катализатора используется платина и палладий, которые способствуют окислению CO и CnHm, а родий "борется" с NO₂. В результате реакций в нейтрализаторе токсичные соединения CO, CnHm и NO окисляются или восстанавливаются до углекислого газа CO₂, азота N₂ и воды H₂O.

Система рециркуляции выхлопных газов.

Рециркуляция отработавших газов (EGR — Exhaust Gas Recirculation) — предназначена для снижения токсичности отработавших газов (содержания оксидов азота N₂O и NO₂) в режиме частичных нагрузок.

Для чего нужна рециркуляция? Когда температура в камере сгорания становится очень высокой, кислород и азот в поданном в цилиндры воздухе начинают взаимодействовать друг с другом и образуют окись азота. В бензиновом двигателе кислород нужен для сжигания топлива, а теперь его нет в достаточном количестве, так как азот «украл» его. В результате из-за неполного сгорания топлива двигатель теряет часть мощности, выбрасывая NO₂ и в избытке CO и CnHm в атмосферу.

Простейшая механическая система представляет собой клапан, соединяющий впускной и выпускной коллекторы, который открывается под действием разрежения во впускном коллекторе. Для стабильной работы двигателя в режиме холостого хода система отключается. Это достигается тем, что порт, соединяющий герметичную камеру клапана с впускным коллектором, находится в задрессельном пространстве, когда дроссельная заслонка закрыта.

Газонейтрализатор с магнитными полями (ГН-3).

ГН-3 позволяет провести очистку токсичных газов практически полностью: при входной концентрации в 50–70 г/м³ концентрация частиц на выходе составляет не более 6–10 мг/м³. Применение магнитных полей обеспечивает полную нейтрализацию токсичных газов двигателей внутреннего сгорания.

Технику следует оборудовать нейтрализаторами, обезвреживающими ядовитые примеси выхлопных газов, для:

- обеспечения чистоты воздуха рабочей зоны;
- снижения профессиональной заболеваемости;
- экономии средств по выплатам за дни временной нетрудоспособности, на возмещение ущерба здоровью;
- повышения производительности труда, эффективности производства;
- повышения рейтинга экологической привлекательности;
- способствованию обеспечения работодателем безопасных условий и охраны труда, защиты окружающей среды.

Магнитный газонейтрализатор имеет следующие преимущества:

автоматическое включение нескольких ступеней дополнительной очистки (при нейтрализации токсичных газов);

увеличение продолжительности эффективной очистки отработанных газов;

наличие магнитных полей в газонейтрализаторе активизирует физико-химические процессы при нейтрализации токсичных газов и улавливании высококанцерогенной сажи.

Установка не только нейтрализует омагниченной жидкостью и химреагентами высококанцерогенные, высокотоксичные газы, но и улавливает высококанцерогенную сажу, образующуюся в результате работы дизельных двигателей. Установка задерживает пары большинства кислот некоторых газов и работает в любых климатических условиях, где температура отработанных газов не превышает точки Кюри.

При работе горного оборудования с двигателями внутреннего сгорания в шахтную атмосферу поступают выхлопные газы, содержащие более 200 наименований органических и неорганических соединений. Из них наиболее токсичные: окись углерода, окислы азота, акролеин, альдегиды, углеводороды и сажа. Основные способы снижения токсичности выхлопных газов двигателей внутреннего сгорания:

- создание "чистого" двигателя;
- улучшение процесса сгорания;
- очистка выхлопных газов на выпуске;
- комбинированные способы.

Самым простым и эффективным способом снижения токсичности выхлопа, из вышеперечисленных, является установка газонейтрализатора с магнитными полями (ГН-3).

Литература

1. Бингам Ф. Т., Коста М., Эйхенбергер Э. и др. Некоторые вопросы токсичности ионов металлов. – М.: Мир, 1993 – 368 с.
2. Кныш Ю.А. Методы снижения токсичности выхлопа. – Куйбышев: Изд-во Куйбышевского авиационного института, 1979г.
3. Кузьмин Е.В., Хайрутдинов М.М., Зенько Д.К. Основы горного дела. – М.: Изд. АртПринт, 2007 – 470 с.

ЧИСЛЕННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ГЕОМЕХАНИЧЕСКОГО СПОСОБА УПРАВЛЕНИЯ ПРОДОЛЬНЫМ ГИДРОРАЗРЫВОМ В УГОЛЬНОМ ПЛАСТЕ

А.В. Патутин

Научный руководитель заведующий лабораторией С.В. Сердюков
Институт горного дела СО РАН, г. Новосибирск, Россия

С увеличением глубины разработки угольных месторождений повышаются газоносность пластов и степень их выбросоопасности. Об этом свидетельствуют катастрофические проявления выбросов метана, повторяющиеся в различных угледобывающих регионах мира. Решение этой проблемы осложняется низкой проницаемостью угля, сорбцией метана на твердой поверхности, влиянием водонасыщенности, сложным геомеханическим состоянием пластов, наличием в них геологических нарушений.

Особую сложность представляет извлечение метана на стадии подготовительных работ, когда угольный пласт мало затронут разработкой, когда отсутствует развитая сеть дегазационных каналов. Недостаточная степень дегазации угля на этой стадии способствует в дальнейшем повышению риска катастрофических газодинамических проявлений и снижению производительности добычи угля.

Основным методом интенсификации дегазации угольных пластов является гидроразрыв, применяемый как на стадии заблаговременной дегазации в скважинах, пробуренных с дневной поверхности, так и в подземных условиях для предварительной дегазации угля и вмещающих пород. Анализ существующих технологий дегазации угольных пластов с использованием гидроразрыва, показывает их основные недостатки:

неуправляемый характер развития гидроразрыва, траектория трещин которого определяется полем внешних напряжений и локальными неоднородностями в окрестности скважины;

выход трещин неуправляемого гидроразрыва в борта горных выработок и образование воздушных конусов – захвата воздуха в дегазационные скважины.

Наибольший практический интерес представляет синхронное развитие нескольких трещин, конечной целью которого является создание единой трещины большой длины, направленную, в первую очередь, вдоль простирания угольного пласта. При этом возникает задача определения взаимного расположения скважин синхронного гидроразрыва, обеспечивающих слияние трещин при заданном напряженном состоянии углепородного массива.

Для оценки эффективности управления синхронным развитием нескольких трещин продольного гидроразрыва разработано программное обеспечение на основе пошагового алгоритма построения квазистатических траекторий, рассчитываемых при развитии системы трещин [1,2]. Данная программа позволяет рассчитывать траекторию в зависимости от:

расстояния между центрами начальных трещин d , сформированных геомеханическим способом в окрестности скважин;

длины трещин l ;

напряженного состояния углепородного массива, в т.ч.: минимального q_0 и максимального p_0 сжимающих напряжений и их отношения qdp ;

угла gam между максимальным напряжением и заданной плоскостью слияния трещин.

В ходе численных экспериментов полагалось, что в изотропной упругой плоскости имеется пять трещин длиной $l=2$ каждая (полудлина равна 1), расположенных на одной прямой вдоль оси X, а на бесконечности действует сжимающие напряжения интенсивностью p_0 и q_0 ($p_0 > q_0$), причем максимальное главное напряжение p_0 направлено под углом gam к линии начальных трещин (к оси X). Затем происходит подача жидкости в трещины под давлением $e_{00} \times p_0$ ($e_{00} > 1$), обеспечивающим рост трещин.

Расчет процесса развития трещин останавливался, когда выполнялось одно из следующих условий: либо трещины сближались по координате X на величину ax_{krit} , либо одно из крыльев какой-либо трещины выходило за границу заданного интервала ay_{krit} .

Введение ограничения ax_{krit} на сближение трещин связано с тем, что используемый алгоритм расчетов не предполагает взаимного пересечения траекторий трещин. Значение ax_{krit} выбиралось достаточно малым, чтобы считать сблившиеся на это расстояние трещины единой трещиной.

Введение ограничения $\pm ay_{krit}$ по оси Y связано с тем, что при достижении этого условия (выход трещины из полосы $[-ay_{krit}; ay_{krit}]$) в ходе дальнейшего роста трещин они гарантировано не сливаются друг с другом.

Значения ax_{krit} и ay_{krit} определялись из решения вспомогательной подзадачи исследования процесса взаимодействия и слияния трещин при сближении на относительно малые расстояния.

Целью численных исследований являлось определение максимально возможного расстояния d_{max} между скважинами, при котором единичные трещины сливаются в единый разрыв, и оценка влияния различных факторов на это расстояние.

Численный эксперимент проводился по следующей схеме:

значение qdp выбиралось равным 0.5 или 0.8;

угол gam выбирался равным 10, 30, 45, 60 или 80 градусам;

отношение давления в трещине к максимальному сжимающему напряжению e_{00} варьировалось в диапазоне значений от 1.2 до 10.0;

для ax_{krit} и ay_{krit} задавались следующие значения: 0.05 и 1.

В ходе экспериментов находили искомое значение d_{max} .

На рисунке приведены расчетные зависимости максимального расстояния d_{max} от e_{00} при значениях отношения минимального главного напряжения к максимальному равным 0.8 и 0.5.

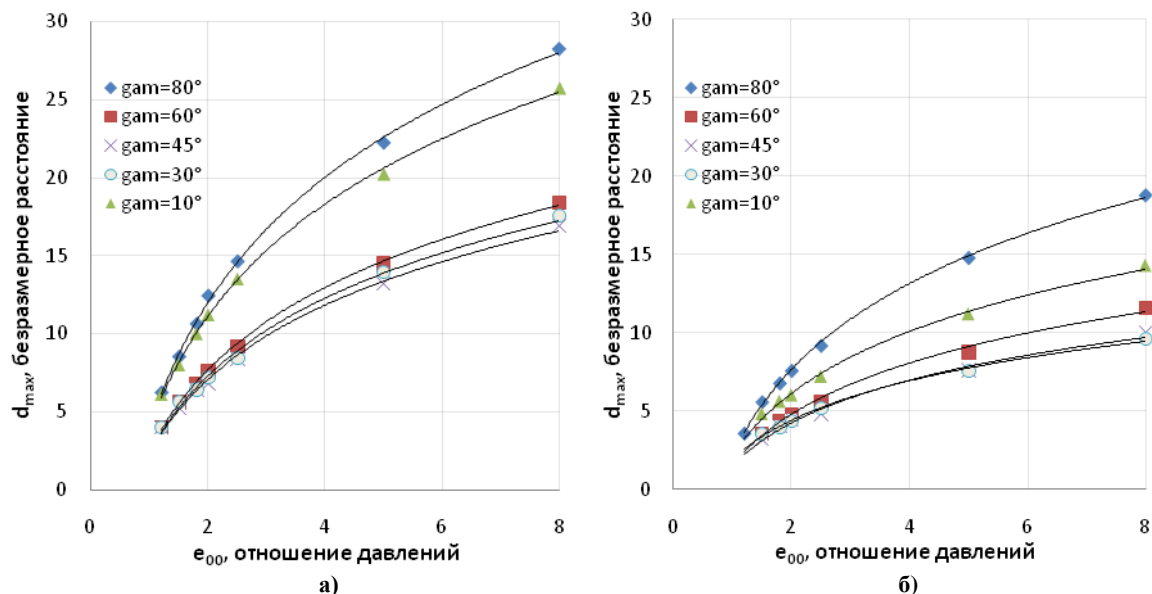


Рис. Полученные зависимости d_{max} от e_{00} для $qdp=0.8$ (а) и $qdp=0.5$ (б)

Из представленных графиков видно, что при увеличении давления в трещинах происходит рост расстояния d_{max} , и этот рост происходит тем быстрее, чем ближе угол gam к направлению одного из главных напряжений. Общая зависимость $d_{max}(e_{00})$ имеет вид $d_{max} = A \ln e_{00} + B$ со степенью аппроксимации близкой к единице (коэффициент корреляции $r^2 > 0.99$).

При уменьшении значения qdp расстояние d_{max} также уменьшается. В неравномерном поле сжатия расстояние d_{max} между скважинами при других равных условиях меньше, чем при гидростатическом (равномерном) сжатии. При уменьшении угла от 80° до некоторого gam_{krit} , значение d_{max} снижается, а при дальнейшем уменьшении gam – начинает расти.

В целом, указанные результаты соответствуют общепринятым представлениям линейной механики трещин, что подтверждает корректность работы алгоритма и вычислительной программы.

Также была получена зависимость d_{max} от e_{00} при различных qdp , причем угол между направлением действия максимального главного напряжения и линией трещин был равен 0° , либо близок к 90° .

В этом случае, когда трещины развиваются в направлении одного из главных напряжений, формирование единой системы трещин выполняется при наибольших расстояниях между скважинами гидроразрыва, причем, максимальное значение d_{max} наблюдается при развитии трещин в энергетически менее выгодном направлении ($gam \approx 90^\circ$) – в направлении действия минимального главного напряжения.

Полученные результаты показывают сильное влияние давления разрыва на устойчивость развития трещин в заданном направлении. При малых давлениях (низких темпах подачи жидкости разрыва в трещины) значение d_{max} в несколько раз ниже (примерно, прямо пропорционально параметру e_{00}), чем при высоких значениях e_{00} , что свидетельствует в пользу импульсного характера гидроразрыва. Для реализации высокого темпа подачи жидкости в трещину необходимо тщательно подходить к выбору оборудования гидроразрыва; например, использовать более производительные насосы, либо применять пневмогидроаккумуляторы большой емкости, автоматически подключающиеся в момент формирования разрыва.

Таким образом, можно сформулировать следующие выводы.

Разработан алгоритм расчета траектории трещин синхронного продольного гидроразрыва группы параллельных скважин. Выполнены оценки влияния напряженного состояния углепородного массива на максимально допустимое расстояние между скважинами, обеспечивающее слияние трещин продольного

гидроразрыва в единый разрыв. Показана целесообразность импульсного гидроразрыва с высокими темпами подачи жидкости в растущие трещины. Полученные результаты создают основу для проектирования продольного гидроразрыва в углепородном массиве при решении задачи подземной добычи метана или интенсификации его предварительной дегазации.

Литература

1. Алексеева Т.Е., Мартынюк П.А. Траектории выхода трещин на свободную поверхность//Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – Новосибирск, 1991. – № 2. – С. 15 – 25.
2. Мартынюк П.А., Шер Е.Н. О развитии трещины вблизи кругового отверстия с учетом внешнего поля сжимающих напряжений//Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – Новосибирск, 1996. – № 6. – С. 19 – 30.

ФАКТОРЫ РИСКА И МЕРОПРИЯТИЯ, ПРОВОДИМЫЕ НА ГОРНЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ЭКСТРЕННЫХ СИТУАЦИЙ

А.А. Пупин

Научный руководитель доцент В.А. Шмурыгин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Чрезвычайные ситуации в шахтах возникают из-за отсутствия или сбоя в работе систем, ограничивающих или предотвращающих возникновение аварийной ситуации, неэффективность методов устранения которой может иметь тяжелые последствия. Таким образом, чрезвычайную ситуацию можно определить как непредвиденное событие, угрожающее здоровью и благополучию персонала или работе шахты и требующее эффективных и своевременных ответных мер для предотвращения или смягчения его последствий.

Все виды работ в горном деле связаны с особым риском и могут привести к возникновению чрезвычайной ситуации. Факторы риска, связанные с подземными горными выработками, включают выделение метана, образование угольной пыли, использование энергоемких систем добычи и возможность спонтанного воспламенения угля. При подземной добыче руды чрезвычайные ситуации возникают при обвале пластов породы (прорывы, обвалы, разрушение подвесных стен или опор) или неожиданном взрыве определенных веществ и сульфидной пыли. Риск при работе в открытых карьерах связан с использованием мощного высокоскоростного машинного оборудования, возможностью внезапных взрывов и нарушения стабильности склонов. Опасные взрывы химических соединений, протечка и возникающий в результате прорыва дамбы поток могут случиться при добыче руды.

Современные методы добычи руды и эксплуатации шахт включают в себя меры, направленные на предотвращение или снижение указанных факторов риска. Тем не менее, аварии регулярно происходят в шахтах всего мира, даже в тех странах, где формальные технологии контроля риска приняты в качестве основной стратегии для повышения безопасности горных работ и снижения вероятности и смягчения последствий чрезвычайных ситуаций.

Периодические проверки и расследования аварий продолжают выявлять недостатки в использовании уроков прошлого и применении неэффективных мер для предотвращения и снижения известных факторов риска. Часто такие ошибки сопровождаются отсутствием адекватных мер, позволяющих предотвратить, взять под контроль или устранить чрезвычайную ситуацию.

Система, позволяющая добиться состояния готовности к чрезвычайным ситуациям, основана на комплексном подходе к предотвращению таких ситуаций и умению справиться с ними, если они все же возникли. В системе предусмотрено следующее:

- организационные задачи и их реализация (общая политика, приоритетная роль и необходимость подготовки к действиям в аварийной ситуации);
- контроль факторов риска (выявление, оценка и снижение потенциальных опасностей и факторов риска);
- определение мер, позволяющих справиться с непредвиденной ситуацией или аварией;
- разработка принципов организации аварийной бригады (ее стратегия, структура, штат, навыки, системы, методики);
- обеспечение необходимых площадей, оборудования и материалов;
- обучение персонала методам выявления, ограничения и оповещения об аварии, а также действиям при мобилизации, при развертывании специальных систем и после аварии;
- оценка и усовершенствование работы всей системы путем регулярных проверок и испытаний;
- периодическая повторная оценка факторов риска и проверка эффективности системы;
- после устранения аварии – критическая оценка работы всей системы и определение мер, необходимых для ее улучшения.

Включение системы готовности к действиям в чрезвычайных ситуациях в общую систему управления дает возможность своевременного, эффективного и безопасного сдерживания и контроля над любой ситуацией.

Аварии часто рассматриваются как непредвиденные ситуации. Однако, в наш век развитых технологий и систем связи лишь немногие события можно назвать действительно непредвиденными и лишь немногие аварии беспрецедентными. Газеты, предупреждения об опасности, статистика несчастных случаев, технические отчеты - все надежные данные о прошлом дают нам образы того, что может ждать нас в будущем.

Однако, природа аварий изменяется вместе с изменением промышленных технологий. Способы предотвращения и устранения аварий, основанные только на опыте прошлого, не всегда гарантируют тот же уровень безопасности в будущем.

Исчерпывающим подходом к пониманию того, с какими опасностями связана работа в горнодобывающей промышленности, и какие меры необходимы для эффективной борьбы с авариями, является анализ факторов риска. Необходимо хорошо представлять себе технологию такого анализа и регулярно проводить его, особенно если сотрудникам горноспасательной службы приходится работать в потенциально опасных условиях или под угрозой взрыва.

Хорошим подкреплением общей системы безопасности является обучение всего персонала шахты тому, с какими факторами риска связана их работа, как вовремя распознать аварийную ситуацию и сообщить о ней, а также действиям первого уровня и навыкам спасения при аварии. Учения следует проводить, в том числе, и в условиях повышенной температуры, влажности, задымления и плохой видимости.

Обучение – это механизм, определяющий реальную эффективность системы безопасности и разработанных мероприятий. Готовность к действиям в экстренных ситуациях обеспечивается интеграцией всех необходимых элементов, включая создание службы безопасности, обеспечение ее высококачественным специальным оборудованием и регулярные проверки эффективности ее действий.

Литература

1. Единые правила безопасности при разработке рудных, нерудных и россыпных месторождений полезных ископаемых подземным способом (ПБ 03-553-03). – М., 2001.
2. Инструкция по разработке проекта противопожарной защиты угольной шахты (РД 05-365-00). – М., 2005.
8. Общие правила промышленной безопасности для организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов (ПБ 03-517-02). – М., 2005.

КРИТЕРИИ НАДЕЖНОСТИ ТОННЕЛЬНЫХ ВЕНТИЛЯТОРНЫХ УСТАНОВОК

Е.Ю. Русский

Институт горного дела СО РАН, г. Новосибирск, Россия

При оценке надежности сложных систем критерии (основные показатели, характеризующие надежность функционирования системы) выбираются исходя из целей и задач, стоящих перед системой. Вентиляторы метрополитенов призваны обеспечить тоннели и станции метрополитена необходимым количеством воздуха как в штатном (нормальном) режиме проветривания, так и в аварийном - при возникновении пожара в метро. Поэтому за отказ вентиляторной установки (ВУ) следует принимать событие, при котором в тоннели и станции либо поступает количество воздуха менее допустимого значения, либо прекращается подача воздуха в тоннель, то есть непреднамеренная (аварийная) остановка ВУ или снижение производительности вентилятора ниже допустимых значений.

ВУ являются системами жизнеобеспечения, задача которых – создать безопасные условия эксплуатации метрополитена, как при нормальном режиме проветривания, так и при аварийном режиме в случае пожара, поэтому в соответствии с правилами безопасности они имеют полный объем резервирования. При выходе из строя рабочего вентиляторного агрегата в работу включается резервный, для перевода проветривания на который используются переключающие устройства (флажковые двери, ляды, шибера и др.): отказавший вентилятор затормаживается, растормаживается резервный и переключающие устройства соединяют последний с вентиляционным каналом.

Рассмотрим анализ надежности на примере модернизации тоннельного вентилятора ВОМД-24.

На рис. 1 показана расчетная схема вентиляторного агрегата ВОМД-24 и его модернизированный вариант, включающий одноступенчатый осевой вентилятор. Вес G рабочего колеса (РК) у осевых двухступенчатых вентиляторов одинаков. При составлении расчетной схемы (рис. 1) учтем также вес вала ротора G_1 и нагрузки P_1 и P_2 от муфты трансмиссионного вала.

Согласно плану безопасности, перерывы проветривания не должны превышать 10 минут, т.е. за это время проветривание метрополитена должно быть восстановлено с помощью резервного вентилятора. Переключающие устройства имеют определенную работоспособность, поэтому при анализе надежности ВУ необходимо учесть надежность как основного оборудования. Тогда обобщенная логическая модель надежности ВУ в нормальном режиме проветривания, будет иметь вид, приведенный на рис. 2.

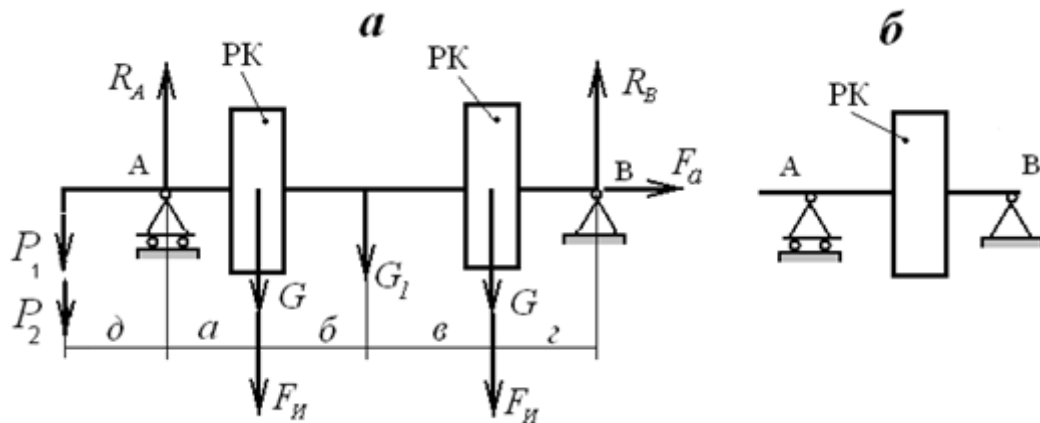


Рис. 1. (Risunok_1.jpg) Расчетная схема ротора вентилятора: а – осевого двухступенчатого; б – осевого одноступенчатого центробежного с двухсторонним всасыванием

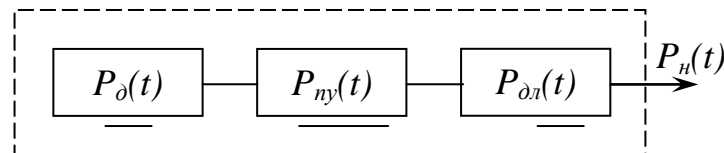


Рис. 2. (Risunok_2.jpg) Обобщенная логическая модель надежности ВУ: а) в нормальном режиме проветривания; $P_d(t)$ - вероятность безотказной работы осевого вентилятора с идеальным (абсолютно надежным) переключающим устройством; $P_{ny}(t)$ - вероятность безотказной работы переключающих устройств; $P_{dl}(t)$ - вероятность переключения на резерв проветривания шахты за допустимое время; $P_n(t)$ – вероятность безотказной работы ВУ

Вероятность безотказной работы ВУ за период времени t в штатном режиме проветривания:

$$P_n(t) = P_d(t) \cdot P_{ny}(t) \cdot P_{dl}(t) \tag{1}$$

Полученные результаты анализа надежности модернизированных вентиляторов ВОМД-24 сведены в таблицу 1.

Таблица 1

Основные показатели надежности модернизированного тоннельного вентилятора ВОМД-24

Показатель надежности	Модernизированный вентилятор ВОМД-24
Вероятность безотказной работы ВУ в режиме нормального проветривания $P_n(720)$	0.816
Вероятность безотказной работы устройств реверсирования струи $P_{ny}(720)$	0.953
Коэффициент оперативной готовности ВУ с учетом надежности реверсирования потока воздуха $K_{oz}^{ey}(720)$	0.763
Коэффициент оперативной готовности ВУ в режиме нормального проветривания $K_{oz}^h(720)$	0.818

При анализе надежности вентиляторных установок для проветривания метрополитенов особое внимание обращается на работоспособность устройств реверсирования потока воздуха и безотказность ВУ в период ликвидации аварий [1]. При этом выделяют 6 основных путей и средств создания высоконадежных ВУ, обеспечивающих требуемые уровни надежности проветривания горных выработок по критериям безопасности:

- возможность опробования устройств реверсирования многократным включением при проверке;
- сокращение числа последовательно соединенных элементов в устройстве реверсирования;
- повышение ремонтпригодности устройств реверсирования;
- применение высоконадежных элементов в устройствах реверсирования;
- предотвращение обмерзания устройств реверсирования и вентиляторных установок.

На установках с модернизированными осевыми вентиляторами серии ВОМД-24 все пять путей и средств обеспечения надежности ВУ полностью реализованы, что позволило повысить комплексный показатель надежности ВУ (коэффициент оперативной готовности) в 2,5 раза по сравнению с эксплуатируемыми в метрополитенах России устаревшими вентиляторами ВОМД-24.

Для анализа надежности можно рассмотреть также работоспособность вентиляторного агрегата по минимальному ресурсу основных узлов. Статистический анализ отказов главных вентиляторных установок (ГВУ) шахт и тоннелей, показал [2], что 62% отказов ВГП приходится на подшипниковые узлы. Поэтому прогнозирование длительности функционирования всей установки можно построить по критерию долговечности подшипников ее ротора.

Остаточным ресурсом R (в часах) работы подшипников будем считать разность между предельным (расчетным) ресурсом и фактически отработанным:

$$R = (L - L_{\phi}) \frac{1}{60n} \quad (2)$$

где L, L_{ϕ} - расчетное и фактическое количество оборотов, n об/мин. – угловая скорость вращения ротора.

Для подшипников серии 3624, примененных при модернизации вентилятора, эквивалентная динамическая нагрузка составляет:

$$P = (1.0 \cdot 1 \cdot 48280 + 1.65 \cdot 2486) \cdot 1.2 \cdot 1.05 = 66 \text{ кН}$$

Расчетная долговечность подшипников (L оборотов) равна:

$$L = \left(\frac{C}{P} \right)^p = \left(\frac{812 \cdot 10^3}{66 \cdot 10^3} \right)^{\frac{10}{3}} = 4300 \text{ млн.об.}$$

Или, при круглосуточной работе, при рабочей частоте вращения 320 об/мин, долговечность составит 25 лет.

Таким образом, при анализе надежности различными методами установлено, что модернизированные тоннельные вентиляторы серии ВОМД-24 обладают параметрами надежности, обеспечивающие безотказную длительную работу в сложных условиях эксплуатации.

Литература

3. Гимельшейн Л.Я., Фрейдлих И.С. Повышение надежности шахтных вентиляторов. – М.: Недра, 1978. – 189 с.
4. Демочко С.И., Кузнецов А.В., Паршинцев В.П. Неисправности шахтных вентиляторов.: Справочное пособие. – М.: Недра, 1990 – 188с.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ВЕДЕНИЯ ГОРНЫХ РАБОТ НА УЧАСТКАХ ШАХТНЫХ ПОЛЕЙ КАЛИЙНЫХ РУДНИКОВ С ПОВЫШЕННЫМ СОДЕРЖАНИЕМ НЕРАСТВОРИМОГО ОСТАТКА

А. Ю. Симонова

Научный руководитель профессор С.С. Андрейко

*Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь,
Россия*

В настоящее время на основе практики ведения горных работ установлено, что совершенствование мер охраны и поддержания горных выработок целесообразно проводить по следующим направлениям: выбору рациональных способов проходки, расположению выработок в пласте и относительно друг друга, регулированию горного давления с помощью компенсационных щелей и разгружающих выработок, совершенствованию параметров и способов крепления.

Анализ распространения соляных глин – галопелитов по площади Верхнекамского месторождения калийных солей показал, что по шахтным полям рудников БКПРУ-2 и БКПРУ-4 чётко прослеживается увеличение содержания глины в юго-восточном направлении, особенно остро эта проблема стоит на руднике БКПРУ-2, где содержание нерастворимого остатка достигает 15%.

При ведении двухпластовой выемки в очистных камерах происходит интенсивное расслоение и обрушение кровли на пласте Кр.П. Слои глины значительно снижают несущую способность междукамерных целиков и пород кровли выработок, именно поэтому необходимо учитывать, что слабыми считаются глинистые прослойки мощностью более 3 мм, а также контактные соляные прослойки мощностью менее 3 см, которые создают естественные плоскости ослабления в породах кровли или почвы.

Одним из перспективных направлений является применение на участках с повышенным содержанием нерастворимого остатка двухстадийной проходки подготовительных выработок. Первая стадия заключается в проведении транспортного штрека уменьшенного сечения (комбайном Урал-61), а затем, по мере продвижения фронта очистных работ, эти выработки расширяются комбайнами, ведущими очистные работы, до соответствующего сечения. Схема реализации данного способа представлена на рис.1. Этот способ может быть реализован, например, при подготовке блоков по пласту Кр.И. В данном случае транспортный штрек на пласте Кр.И. проходится комбайном Урал-61 на всю длину блока, и, по мере продвижения фронта очистных работ, расширяется комбайном Урал-20Р заходками длиной не менее 50 м и не более 60 м, опережая очистные работы.

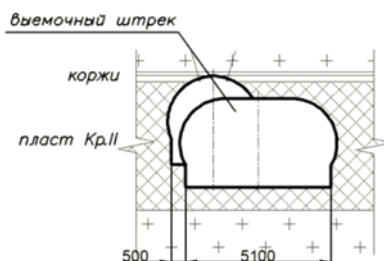


Рис. 1. Двухстадийная проходка подготовительных

Также для охраны подготовительных выработок на участках с повышенным содержанием глины могут применяться разгружающие выработки, большой опыт применения которых имеется на Старобинском месторождении калийных солей. Разгружающие выработки проходятся параллельно выемочным штрекам на расстоянии 2-2,5 м, при этом положение кровли закладывается выше кровли охраняемых выработок на 1-1,5 м. В этом случае, под действием касательных напряжений в первую очередь будут разрушаться разгружающие выработки. При этом, охраняемая выработка будет оставаться в работоспособном и безопасном состоянии (рис.2).

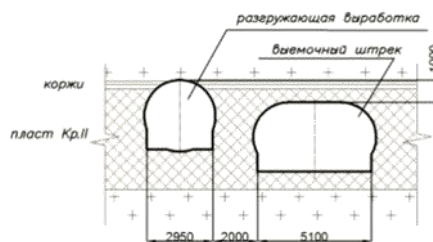


Рис. 2. Охрана выемочных штреков разгружающими

Анализ способов охраны горных выработок показал, что в слоистом соляном массиве прохождение компенсационной щели существенно уменьшает прогиб кровли выработки, при этом существует оптимальная глубина прорезки щели, которая определяется конкретными геологическими, горнотехническими и реологическими условиями. Прорезка компенсационной щели существенно удлиняет время стабилизированного периода деформирования горной выработки. Так на пласте Кр.И. щеленарезной машиной поводится вертикальная разгрузочная щель глубиной 1,5-2 м. В этом случае под действием касательных напряжений в первую очередь будет смыкаться компенсационная щель, обеспечивая безопасную эксплуатацию подготовительных выработок на требуемое технологическое время (рис.3). При необходимости компенсационная щель может быть пройдена повторно.

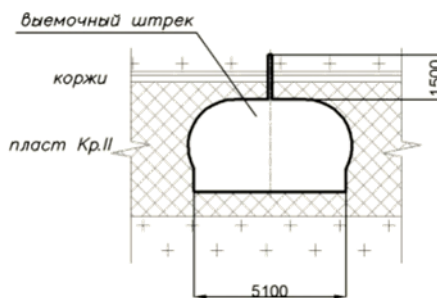


Рис. 3. Прорезка компенсационной щели в кровле

Одним из эффективных способов ведения очистных работ на участках с повышенным содержанием нерастворимого остатка является применение очистных камер уменьшенного сечения. Так применение на пласте

Кр. II при очистной выемке комбайна Урал-61 обеспечит устойчивое состояние кровли на период, необходимый для полной отработки камеры за счёт уменьшения пролёта кровли. Очистные работы могут вестись как в один ход комбайна, так и с наложением слоёв по высоте камеры (рис.4).

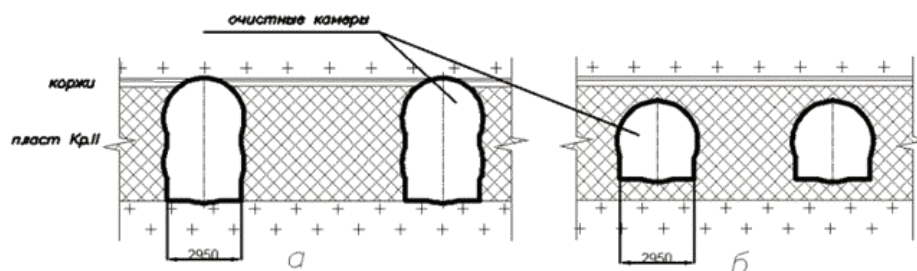


Рис. 4. Очистные камеры уменьшенного сечения, пройденные комбайном Урал 61:
а – с наложением слоёв по высоте камеры, б – в один ход комбайна.

Еще одним направлением совершенствования технологии очистных работ на участках с повышенным содержанием глин является использование эффекта чередования камер с подрезкой коржей и камер с оставлением защитной пачки (рис.5). Применение такого эффекта чередования способствует перераспределению напряжений в породах кровли и, следовательно, обеспечит более безопасное ведение очистных работ.

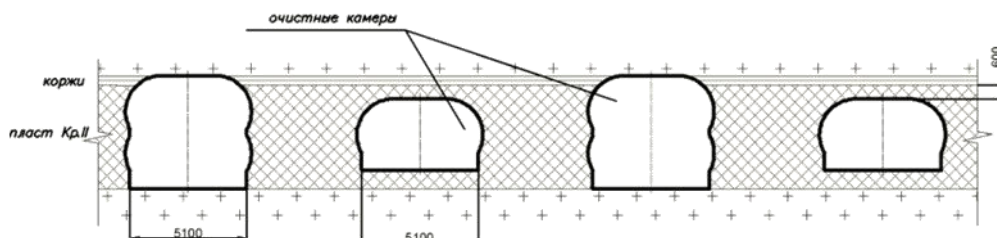


Рис. 5. Чередование камер с подрезкой коржей и с оставлением защитной пачки.

Кроме этого при ведении очистных работ возможно, по аналогии с подготовительными выработками, использование компенсационных щелей (рис.6). Данный способ предусматривает установку щелерезов на очистные комбайны. Проведение щелевой разгрузки приводит к быстрому образованию в массиве пород зоны пониженных напряжений, что исключит интенсивное расслоение и, следовательно, обрушение кровли в очистных камерах.

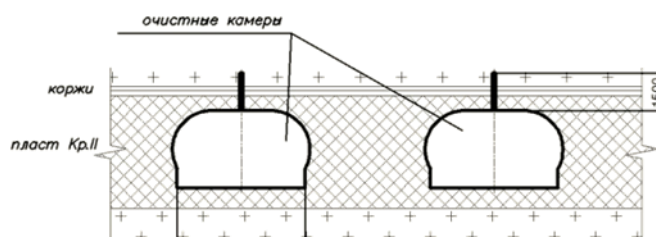


Рис. 6. Применение компенсационных щелей в очистных

Таким образом, перспективными направлениями для повышения безопасности ведения подготовительных и очистных горных работ на участках с повышенным содержанием нерастворимого остатка (до 12-15%) является использование эффектов разгрузки соляного массива и эффектов применения разгружающих выработок, а также уменьшение пролёта выработок. Применение предлагаемых вариантов ведения горных работ позволит существенно увеличить срок службы горных выработок, повысить эффективность и безопасность выемки запасов на пласте Кр. II.

ДИАГНОСТИКА ПРОБЛЕМ ЭКСПЛУАТАЦИИ СОЛЕОТЛАГАЮЩИХ СКВАЖИН ПОСЛЕ РЕАБИЛИТАЦИОННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ

И.А. Стручков

Научный руководитель доцент В.А. Ольховская

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Добыча нефти на месторождениях Самарской области в ряде случаев осложнена солевыми отложениями в скважинном оборудовании. Более 80% солеотлагающих скважин эксплуатируется электроцентробежными насосами. Следствием отложения неорганических соединений на внутренней

поверхности насосно-компрессорных труб является уменьшение их пропускных сечений и снижение дебитов скважин. При малом содержании в устьевых пробах воды эти отложения представлены, как правило, галитом ($NaCl$), а в обводнённых скважинах - гипсом ($CaSO_4 \cdot xH_2O$). Осадкообразование в направляющих аппаратах и на рабочих колёсах приводит к заклиниванию и снижению наработки на отказ погружных насосных установок. Температурный режим оборудования часто провоцирует образование «солевой накипи», представленной сульфатными или карбонатными солями кальция - ангидритом $CaSO_4$, арагонитом $CaCO_3$ с примесью продуктов коррозии.

Для борьбы с солевыми отложениями широко используются химические реагенты. Эффективность большинства реабилитационных мероприятий доказана промышленной практикой, однако порой их последствия отрицательно влияют на техническое состояние скважин и могут оказаться губительными для оборудования.

Приведём следующий характерный пример. В последние годы в межколонном пространстве ряда добывающих скважин появились отложения, которые во время текущих и капитальных ремонтов препятствуют проведению подъёмных операций, а также с трудом поддаются удалению. Для выяснения причин создавшейся ситуации образцы отложений были исследованы методом спектрального энергодисперсионного микроанализа и рентгенодифрактометрическим методом, которые расширяют диагностические возможности в отношении структуры, химического состава и генезиса осадков [2]. С помощью электронного микроскопа *JEOL JSM-6390A* были получены изображения микроучастков поверхности образцов - объектов сканирования. По интенсивности линий спектра вторичного квантового излучения определялись концентрации химических элементов. Для интерпретации результатов измерений использовался пакет программ *SmileShot™* системы энергодисперсионного микроанализа. На установке *Thermo scientific ARL XtrA* осуществлялся рентгенодифракционный анализ, позволяющий идентифицировать минералогический состав осадков по разнообразию комплекса рефлексов и интенсивности дифракционного излучения. Результаты обрабатывались с помощью картотеки *ASTM*, пакета программ *X-Ray, Match*.

Анализ микроструктуры и элементного состава образцов с привязкой спектров к локальным фрагментам (рис.1) привёл к заключению, что приустевые осадки на внешней поверхности насосно-компрессорных труб сформированы полифосфатными солями кальция и железа с примесью окислов железа. Сопоставление пиков на дифрактограммах (рис.2) с эталонными данными из рентгенометрической картотеки показало, что основная часть спектров соответствует соединению $Fe_3(PO_4)_2$, а кристаллическая структура исследуемых образцов близка к железосодержащим фосфатным минералам – солям, производным ортофосфорной кислоты.

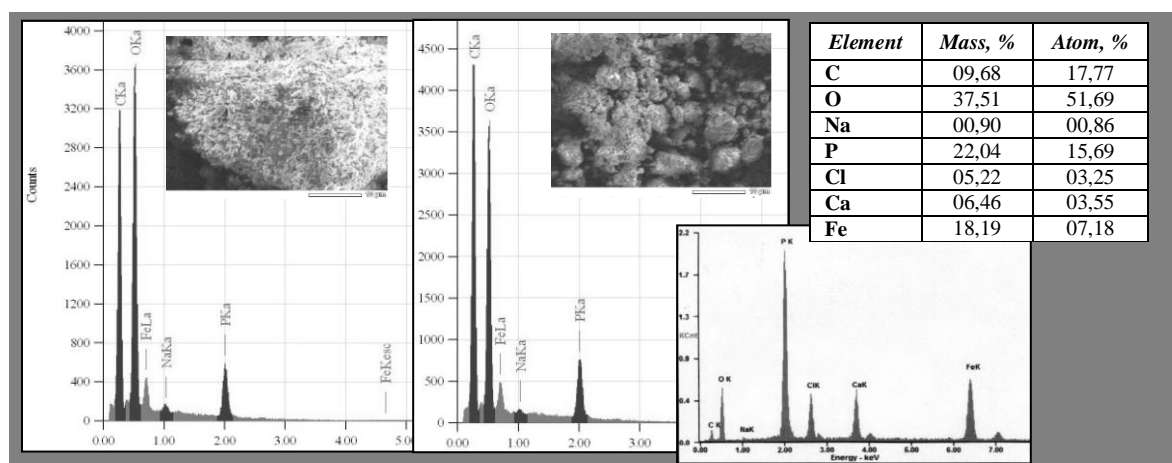


Рис. 1. Микроструктура отложений и результаты энергодисперсионного анализа

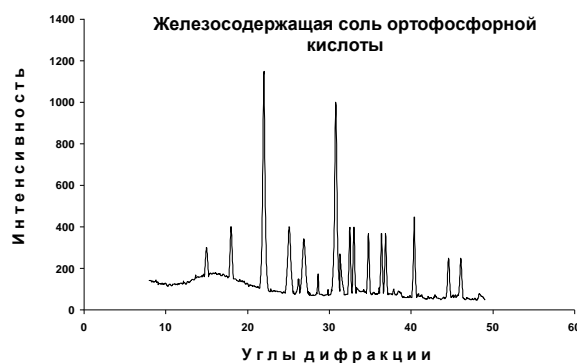


Рис. 2. Дифрактограмма образца отложений из межколонного пространства добывающей скважины

Для профилактики солеотложения в затрубное пространство проблемных скважин в течение ряда лет дозировался реагент-ингибитор, представляющий собой фосфорорганический комплекс в водно-метанольной среде. По имеющимся сведениям, большинство аналогичных композиций содержит некоторое количество конденсированных полифосфатов, и применяемый ингибирующий препарат, очевидно, не является исключением. При высоких температурах в водных растворах протекает гидролиз полифосфатов с переходом последних в ортофосфаты. В присутствии ионов кальция и железа на поверхности металла образуется прочная защитная плёнка, содержащая соединения $Ca_3(PO_4)_2$ и $FePO_4 \cdot 2H_2O$. Эта плёнка постепенно трансформируется в трудно растворимый осадок, что и произошло в исследуемых скважинах.

Таким образом, полиминеральные новообразования, осложняющие процесс ремонта, являются результатом адсорбции и представляют собой побочный продукт дозирования химического реагента в затрубное пространство скважин.

Другой пример относится к сфере управления технологическими рисками при планировании операций по удалению осадков.

В ряде случаев единственным оптимальным способом ликвидации последствий солеотложений является расклинивание насоса по технологии «прямой» промывки слабо концентрированным раствором соляной кислоты. В одной из скважин солеотлагающего фонда при выводе на режим после такого ремонта произошло разрушение опорных шайб и рабочих колёс электроцентробежного насоса.

Для идентификации природы дефектов, которые привели к отказу глубинно-насосного оборудования, было выполнено исследование материала неметаллических изделий с помощью электронного микроскопа EDAX TSL (Philips). О причинах создавшейся ситуации свидетельствуют изменения, выявленные в ходе сравнительного энергодисперсионного микроанализа конструкционного материала до и после разрушения (рис.3). В частности, сканирование поверхности не повреждённого рабочего колеса показало, что элементный состав исходного материала типичен для группы серосодержащих полимеров. Количественно преобладали углерод (44,31% масс.) и сера (25,19% масс.), концентрации которых в характеристическом спектре разрушенной поверхности уменьшились, соответственно, до 14,16% масс. и 13,54% масс. Одновременно существенно возросли концентрации кальция (от 6,25% масс. до 13,22% масс.) и кислорода (от 17,39% масс. до 37,87% масс.).

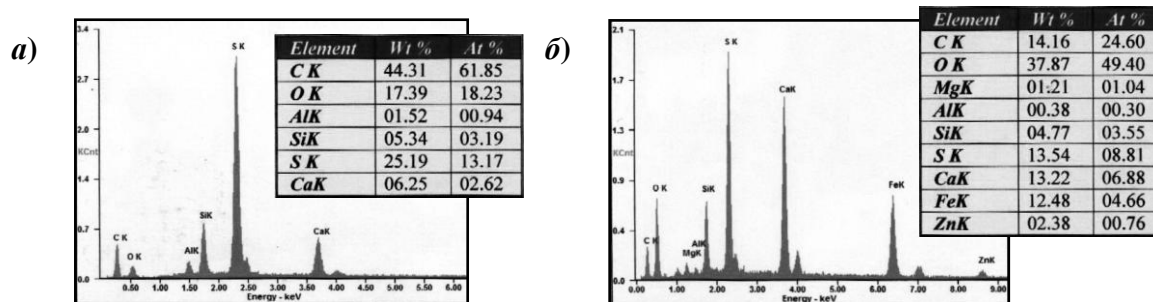


Рис. 3. Спектрограммы локальных участков поверхности: а) не повреждённого рабочего колеса; б) изношенного рабочего колеса

Регистрируемые изменения указывают на деструктивную реакцию в полимерной матрице с участием сульфидных групп, поскольку атомы серы в составе полимерных композиционных материалов выполняют функцию «шарниров», нарушающих линейное строение жесткоцепных молекул, и регулируют механические свойства. Высокая скорость деструкции в результате контакта изделия с отработанным раствором соляной кислоты была обусловлена ещё и специфическими условиями эксплуатации скважины. Причинами неудачного вывода скважины на режим в данном случае явились недостаточная устойчивость конструкционного материала к термокислотной деструкции и его несоответствие условиям эксплуатации насоса.

Методы рентгенодифракционного и энергодисперсионного микроанализа позволяют, таким образом, оперативно диагностировать проблемы, с которыми связана эксплуатация солеотлагающих скважин. Информацию, полученную экспериментально, целесообразно использовать для планирования реабилитационных мероприятий и обоснования технологий воздействия. Чтобы исключить накопление техногенных осадков в межколонном пространстве, подачу ингибитора солеотложений следует осуществлять в заданную точку скважины, применяя капилляры и специальный комплекс технических средств. Для предупреждения отказов оборудования в результате контакта с раствором кислоты необходимо, с учётом промышленной ситуации, отдавать предпочтение установкам с металлическими ступенями и специальными нанесёнными покрытиями, не подверженным влиянию агрессивных производственных факторов [1]. Своевременная нейтрализация или удаление не прореагировавшей кислоты также позволят уменьшить риск возникновения аварийных ситуаций.

Литература

1. Ивановский В., Сабилов А., Донской Ю., Якимов С. Установки ЭЦН для откачки солеотлагающего флюида // Нефтегазовая вертикаль: – М., 2009. – №12 – С. 60-62.
2. Ольховская В.А., Песков А.В., Ермошкин А.А., Гритчина В.В. Диагностирование состава солевых отложений методами рентгенодифрактометрического и энергодисперсионного микроанализа // Нефтепромысловое дело, – М., 2010. – №5 – С. 44-52.

О ПРИМЕНЕНИИ И СОЗДАНИИ ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН С НЕКРУГЛЫМ ПОПЕРЕЧНЫМ СЕЧЕНИЕМ**А. Н. Тимшин¹, И. П. Головин²**Научный руководитель старший преподаватель М.К. Хуснутдинов²¹Кузбасский государственный технический университет, г. Кемерово, Россия²Филиал Кузбасского государственного технического университета, г. Прокопьевск, Россия

По действующим разрезам Кузбасса средний коэффициент вскрыши 5,8 м³/т, это значит, что для добычи 1 т угля необходимо удалить в отвал почти 6 м³ вскрышной породы, большую часть из которой необходимо подвергать дроблению перед погрузкой экскаваторами. Доминирующий способ разрушения вскрышных пород – буровзрывные работы. Удельное пылеобразование при взрывах изменяется от 0,04 до 0,154 кг пыли на 1 кг взорванного взрывчатого вещества, выделяются также значительные объемы ядовитых газов – в основном окись углерода и окислы азота. Поэтому актуальным является снижение удельного расхода взрывчатых веществ не только в целях его экономии. При снижении удельного расхода взрывчатых веществ также происходит уменьшение количества взрывных скважин, а значит происходит уменьшение объемов бурения и увеличение производительности бурового станка по обуренной массе, а требования по увеличению скорости бурения становятся не столь критичными.

Для уменьшения удельного расхода взрывчатых веществ и повышения качества дробления горной породы в той или иной степени успешно применяется множество способов, задача которых заключается в передаче энергии взрыва как можно большему объему породы. Но большая часть энергии расходуется на переизмельчение породы вблизи взрывной скважины, так как на стенку скважины в короткий промежуток времени передается огромного ее количество. Поэтому является целесообразным увеличение площади соприкосновения газов, образующихся при взрыве, с породой в начальный момент взрыва.

В настоящее время практически все взрывные скважины на карьерах бурят с цилиндрической формой. Однако если скважина имеет, например квадратное или треугольное (в виде равностороннего треугольника) поперечное сечение площадь боковой поверхности скважины, отнесенной к объему взрывчатого вещества, по сравнению с круглым, соответственно на 12% и 27% больше. Кроме этого, углы, образованные сопряжением стенок скважины, являются концентраторами растягивающих напряжений, а значит можно получить прогнозируемые количество и направление распространения первоначальных магистральных трещин, в которые устремляются газы при взрыве, оказывая поршневое воздействие.

При взрывании песчано-цементных блоков установлено, что при переходе с круглой формы скважины на прямоугольную и плоскую уменьшается выход как мелких, так и негабаритных фракций [6]. Известны промышленные испытания шелевидных (плоских) скважин, которые выполняются путем расширения цилиндрических скважин горелками-расширителями без вращения термобура. При этом изменения формы заряда позволили увеличить выход горной массы на 25 % при снижении на 25 % удельного расхода взрывчатых веществ [5]. Уменьшение среднего размера куска продуктов разрушения при взрывании скважин квадратной и треугольной формы наблюдается на блоках из парафина, красного и огнеупорного кирпича [4].

Результаты испытаний подтверждают то, что изменение формы скважины приводит к изменению качественного состава взорванной массы. Поэтому актуальной задачей является разработка бурового инструмента, при использовании которого достигается уменьшение удельного расхода взрывчатых веществ с целью ресурсосбережения и уменьшения экологического загрязнения окружающей среды.

Анализ патентной информации [1] показал, что для бурения скважин с измененной формой поперечного сечения необходимо создание нового класса буровых машин и инструмента. Но рациональным путем является использование существующих конструкций буровых станков шарошечного бурения и совмещение процесса бурения и формообразования скважины. Это можно реализовать путем бурения скважины прямоугольной, треугольной формы, сопряжение стенок которых образует концентратор напряжений. Геометрический и кинематический анализ показал, что для достижения указанной цели можно использовать шарошечное долото, как наиболее распространенный инструмент для бурения взрывных скважин на открытых горных работах [2].

Для изучения процесса забуривания изготовлен опытный образец двухшарошечного долота с одноконусными шарошками (рис. 2). Произведено забуривание (рис. 1) блоков с соотношением объема песка к цементу 4:1 [3].

Формирование заданного поперечного сечения скважины происходит благодаря синхронному вращению шарошек и постоянному передаточному отношению долота, это достигнуто в конструкции шарошек с совершенным конусом. Шарошки с профилем, близким к совершенному конусу, используют на более крепких породах, т. к. происходит минимальное проскальзывание их вооружения по забою с преобладанием дробящего действия. Однако шарошки с совершенным конусом не применяются на практике из-за низкой долговечности их опор. Поэтому предлагается использование таких шарошек в режуще-шарошечном инструменте и использование подшипников скольжения в опорах шарошек.

Предлагаемый буровой инструмент для получения взрывных скважин с некруглым поперечным сечением по сравнению с аналогами имеет существенные отличия и позволяет:

1. производить бурение скважин с некруглым поперечным сечением с вращением инструмента без внесения изменений в широко применяемую на карьерах технологию бурения;
2. использовать серийные буровые станки шарошечного бурения (порядка 80% скважин на карьерах бурят с помощью станков шарошечного бурения);



Рис. 1. Опытный образец шарошечного долота для бурения скважины с квадратным поперечным сечением

3. производить бурение в широком спектре пород по крепости, что позволит заменить до 50% типажей шарошечных долот для бурения взрывных скважин на карьерах с круглым поперечным сечением.

Использование предлагаемого бурового инструмента для бурения скважин с некруглым поперечным сечением позволит использовать эффект взрывания скважин с некруглым поперечным сечением, который, как было выше указано, в ряде случаев может проявляться в 25 % снижении удельного расхода взрывчатых веществ. При этом также могут быть снижены объемы бурения.



Рис. 2 Вид первоначально забуренной скважины

Литература

1. Богомолов, И. Д., Хуснутдинов, М. К. Анализ направлений по созданию исполнительного органа для бурения скважин с концентраторами напряжений // Совершенствование технологических процессов при разработке месторождений полезных ископаемых: Сб. науч. тр., – Кемерово, 2002. – №19 – С. 120 – 124.
2. Богомолов, И. Д., Хуснутдинов, М. К. Геометрические и кинематические аспекты бурения скважин некруглой формы шарошечным долотом // Вестник КузГТУ. – Кемерово, 2004. – № 6.1. – С. 15 – 18.
3. Богомолов, И. Д., Хуснутдинов, М. К. Забуривание квадратной скважины шарошечным долотом // Вестник КузГТУ. – Кемерово, 2004. – № 6.1. – С. 39 – 41.
4. Богомолов, И. Д. Результаты исследования разрушения массива бурением скважин круглой, треугольной и прямоугольной форм / И. Д. Богомолов, А. М. Цехин, М. К. Хуснутдинов // Безопасность жизнедеятельности предприятий в угольных регионах: Материалы 4 Междунар. науч.-практ. конф., 21 – 23 ноября 2000 г. – Кемерово, 2000. – С. 89 – 90.

5. Друкованный М. Ф. Буровзрывные работы на карьерах / М. Ф. Друкованный, Б. Н. Кукиб, Куц В. С. – М.: Недра, 1990. – 367 с.
6. Щерабақ, Г. С., Ансабаев, А. О рациональности применения щелевых скважин // Достижения техники и технологии взрывных работ в горном деле: Сб. Взрывное дело. – М.: Недра, 1966. – № 59/16 – С. 83 – 94.

РАЗРАБОТКА ГИДРОИМПУЛЬСНОГО МЕХАНИЗМА ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРОЦЕССА РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ УДАРНО-ВРАЩАТЕЛЬНОМ СПОСОБЕ БУРЕНИЯ

Д.В.Федин

Научный руководитель профессор Л.А. Саруев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время велика потребность в бурении скважин малого диаметра (40...70 мм). Область их применения включает геологоразведочные и технические скважины различного назначения.

При проходке таких скважин в породах средней твердости и выше часто применяют машины вращательно-ударного действия, которые достаточно широко используются при бурении скважин из подземных горных выработок: при бескерновом бурении породоразрушающим инструментом малого диаметра на месторождениях с достаточно изученным геологическим разрезом, а также при детальном разведочном бурении с отбором шлама.

Прогрессивным направлением в развитии машин и механизмов вращательно-ударного действия является создание силовых импульсных систем с гидравлическим приводом. Исследования вращательного бурения режущим инструментом с наложением на него высокоэнергетических упругих колебаний показали возможность в 2...2,5 раза интенсифицировать процесс разрушения горных пород, в 1,5...2 раза повысить износостойкость режущего инструмента, на 2...3 категории крепости пород по шкале проф. М.М. Протодяконова расширить область эффективного применения вращательного бурения скважин при повышении производительности труда на 40...70 % [5].

Применение гидроимпульсного механизма в буровых установках способствует интенсификации разрушения за счет снижения динамических характеристик прочности горной породы.

Учитывая эти обстоятельства, разработан гидроимпульсный силовой механизм (рис. 1), который может быть использован вместо ударных узлов бурильных машин вращательно-ударного действия, либо в качестве источника высокоэнергетических направленных упругих колебаний для бурильных машин вращательного действия [5].

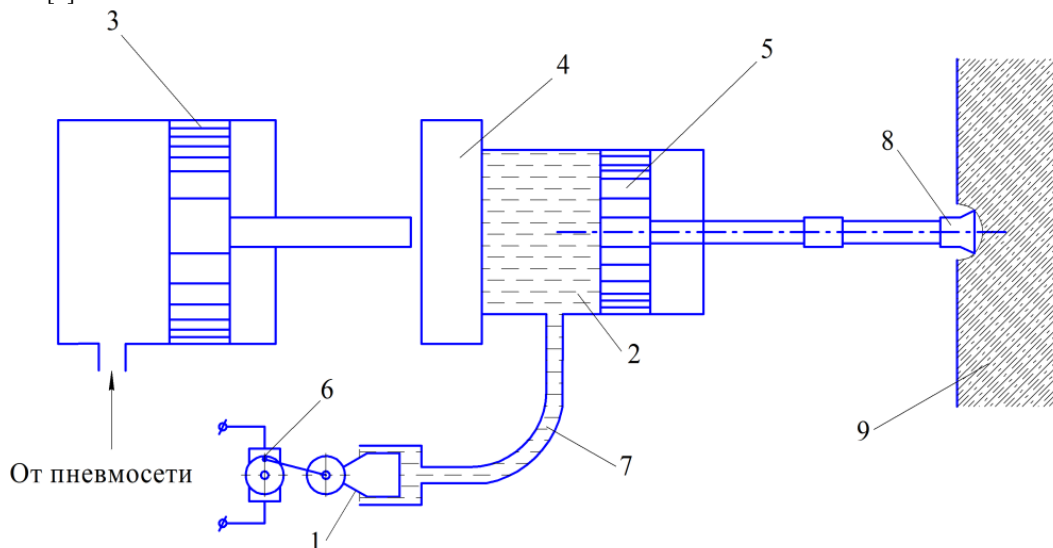


Рис. 1. Принципиальная схема гидроимпульсного силового механизма: 1) гидропульсатор; 2) замкнутый объем жидкости; 3) подающее устройство (пневмоподатчик); 4) активная масса с гидроцилиндром; 5) поршень гидроцилиндра с хвостовиком колонны бурильных труб; 6) электродвигатель; 7) рукав высокого давления; 8) породоразрушающий инструмент; 9) горная порода

В данном устройстве для формирования силовых импульсов можно выделить два колебательных контура. Первый колебательный контур – гидропульсатор, создающий колебания давления жидкости, второй – жидкость, находящаяся в замкнутом объеме.

Потенциальная энергия сжатого воздуха в пневмоподатчике 3, разгоняя активную массу 4, переходит в ее кинетическую энергию. Активная масса, действуя на замкнутый объем жидкости, преобразует свою кинетическую энергию в потенциальную энергию деформированного шланга 7. Деформация шланга высокого давления будет продолжаться до тех пор, пока не израсходуется вся кинетическая энергия массы. Вынужденные колебания данной системы обеспечиваются работой гидропульсатора 1.

Импульсы давления жидкости формируются следующим образом. При работе гидропульсатора плунжер периодически выталкивает жидкость в замкнутый объем, создавая дополнительное давление в гидроцилиндре и рукаве высокого давления (рис. 2). Благодаря наличию шланга, обладающего нелинейной характеристикой изменения давления p от относительного изменения объема V , во втором колебательном контуре синусоидальными колебаниями плунжера создаются импульсы давления жидкости, которые воздействуют на поршень и торец гидроцилиндра. Из-за малой упругости пневмопружины по сравнению с жидкостью происходит раскачка гидроцилиндра с активной массой. При движении массы на забой и наличии режима работы системы, близкого к резонансному, создаются импульсы давления жидкости, которые через поршень и бурильную трубу передаются на забой.

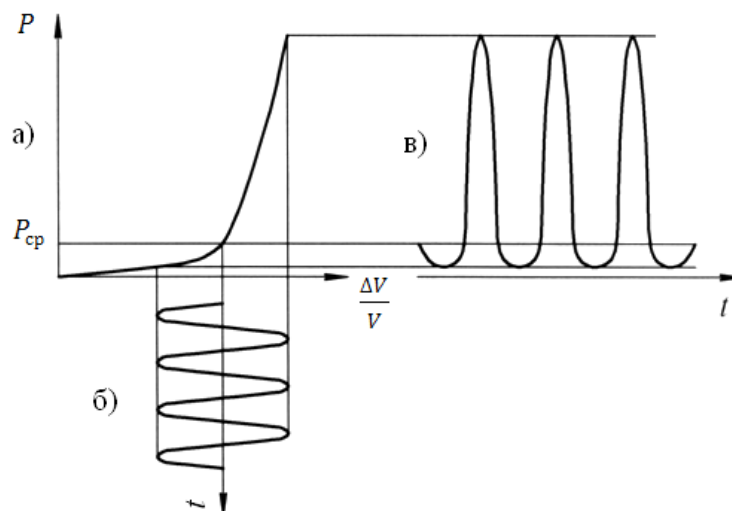


Рис. 2. Формирование импульсов давления в рабочей полости силового гидроцилиндра:
а) нелинейная упругая характеристика замкнутого объема жидкости и рукава высокого давления гидроимпульсного механизма; б) график относительного изменения объема рукава высокого давления; в) импульсы давления в рабочей полости силового гидроцилиндра

В процессе экспериментальных исследований перепад давления ΔP в силовом гидроцилиндре превысил 12 МПа (с 0,5...0,7 до 13 МПа) при длине и диаметре шланге высокого давления $L=1,16$ м, $D=20$ мм, вынужденной частоте гидропульсатора $\omega_c=50$ Гц и объеме жидкости, вытесняемой плунжером гидропульсатора в замкнутую полость $\Delta V=18$ см³.

Опыты показали, что при устойчивой работе системы импульсы давления формируются во время хода плунжера и массы на сжатие замкнутого объема жидкости, то есть при ходе плунжера гидропульсатора на сжатие жидкости, активная масса движется на забой. Таким образом, в рассматриваемой системе формируются мощные силовые импульсы только в одном направлении – на забой, поэтому бурильная машина с данным механизмом не нуждается в защите от импульсных нагрузок.

Гидроимпульсный силовой механизм формирует импульсы по форме более близкие к идеальным, чем обычные ударные механизмы бурильных машин. Энергия силовых импульсов, полученных на опытной установке, соответствует энергии удара современных буровых агрегатов.

Формирование силовых импульсов гидроимпульсным механизмом позволит интенсифицировать процесс проходки скважин за счет наложения на вращательное бурение волн деформаций, направленных на разрушение горных пород. Разработанная конструкция гидроимпульсного механизма обеспечивает снижение уровня шума в горной выработке и уменьшение вибрации бурового инструмента.

Литература

1. Алимов О.Д., Дворников Л.Т. Бурильные машины. – М.: Машиностроение, 1976. –295 с.
2. Патент на ПМ 71369 РФ. МПК7 E21B 6/02, B25D 16/00. Станок для бурения скважин в подземных условиях / А.В. Шадрина, А.А. Казанцев, Л.А. Саруев, А.Л. Саруев. Оpubл. 10.03.2008 г.
3. Патент на ПМ 79923 РФ. МПК7 E21B 6/04. Ударный узел станка ударно-вращательного бурения / А.А. Казанцев, А.В. Шадрина, Л.А. Саруев, А.Л. Саруев. Оpubл. 20.07.2008 г.
4. Патент на ПМ 79924 РФ. МПК7 E21B 6/04. Ударный узел станка ударно-вращательного бурения / А.А. Казанцев, А.В. Шадрина, Л.А. Саруев, А.Л. Саруев. Оpubл. 20.01.2009 г.
5. Шадрина А.В., Саруев Л.А., Саруев А.Л. Динамические процессы в колонне труб при вращательно-ударном бурении скважин малого диаметра из подземных горных выработок. – Томск: Изд-во ТПУ, 2009. – 175 с.

СОВРЕМЕННЫЙ ПОДХОД К МЕТОДАМ БОРЬБЫ С ПЫЛЬЮ В ПОДЗЕМНЫХ ГОРНЫХ ВЫРАБОТКАХ**А.Н. Шаталов**

Научный руководитель доцент В.А. Шмурыгин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Борьба с пылью на горнодобывающих предприятиях имеет большое значение. Поэтому разработка и внедрение новых высокоэффективных способов и средств борьбы с пылью являются актуальной задачей.

Пыль негативно влияет на организм человека, вызывая заболевание легких силикоз – при воздействии породной пыли, антракоз – при воздействии угольной пыли. Особенно активно действуют на легкие человека частицы пыли размером 0,25–10 мкм.

В настоящее время все мероприятия по борьбе с пылью можно подразделить на следующие основные группы:

а) предупреждение или снижение пылеобразования (разработка и внедрение машин и комбайнов, работающих на принципе крупного скола, и использование струй воды высокого давления, предварительное увлажнение массива);

б) осаждение пыли, взвешенной в воздухе (орошение, применение пены);

в) разжижение взвешенной в воздухе пыли (вентиляция);

г) пылеотсос и осаждение пыли;

д) предупреждение или снижение пылеобразования осуществляется за счет гидравлического или гидромеханического разрушения массива.

Одним из эффективных методов предотвращения пылеобразования является предварительное увлажнение угольного массива. Сущность предварительного увлажнения заключается в том, что нагнетаемая в пласт под давлением жидкость приводит к увеличению влажности угля, вызывающему образование из пылинок, находящихся в трещинах, агрегатов, которые при поступлении в воздух быстро осаждаются.

Наиболее распространенным способом осаждения пыли из воздуха является орошение. Суть его заключается в том, что при встрече движущейся в воздухе капли жидкости с пылинкой происходит их соударение, захват каплей пылинки и ее смачивание. Образовавшийся при этом агрегат капля-пылинка выпадает из воздуха на почву или осаждается на стенки выработки.

Суть пылеулавливания заключается в том, что выходящий из специального устройства воздух создает в определенной области разрежение, куда подсасывается запыленный воздух, на последний воздействует тонкодиспергированная жидкость. Осажденная пыль в виде шлама удаляется. Эффективность пылеподавления такого способа достигает 95–99 % при давлении воды 0,8–1 МПа, давлении сжатого воздуха 0,3–0,4 МПа и расходе воды 0,5–3,5 л/мин.

Эффективное пылеподавление осуществляют при применении химической пены. Суть метода заключается в том, что при подаче пены в места пылеобразования она растекается по поверхности горной массы, смешивается с ней и интенсивно разрушается.

Образующаяся при этом жидкость смачивает горную массу и предотвращает переход пыли во взвешенное состояние. Пена создает большую поверхность взаимодействия жидкости с горной массой и способствует эффективному подавлению тонких фракций пыли и экранированию очагов пылеобразования.

При бурении шпуров и скважин основным способом борьбы с пылеобразованием является промывка, осуществляемая путем подачи воды или водных растворов ПАВ в забой или скважину. В момент удара режущего инструмента жидкость обволакивает отделяющиеся куски породы и смачивает их, что и предопределяет снижение выхода пыли. Расход жидкости при этом составляет 5–6 л/мин. Для того чтобы не происходило сдувание шлама и не образовывалась пыль, предусматривается специальное устройство для направленного отвода отработавшего сжатого воздуха.

При уборке горной массы применяют увлажнение взорванной массы, а при работе погрузочных средств – орошение. При скреперной доставке горной массы наряду с подачей свежего воздуха к месту машиниста скреперной лебедки, что предотвращает распространение пыли в зону дыхания рабочих, используют автоматизированную систему орошения. Применение орошения в комплексе с вентиляцией позволяет достичь санитарной нормы содержания пыли в воздухе.

Вентиляция предусматривает вынос пыли из забоя и разжижение пылевого аэрозоля поступающим свежим воздухом.

Для использования вентиляции в качестве пылезащитного средства рекомендуют принимать следующие оптимальные скорости движения воздуха по пылевому фактору: в подготовительных выработках 0,4–0,7 м/с; в очистных забоях 1–3 м/с.

Выполнение мероприятий по борьбе с пылью проводится силами участка в закрепленных за ним выработках. Ответственность за выполнение противопылевых мероприятий возлагается на начальника участка. Начальник участка совместно с начальником участка ВТБ определяет потребность и составляет заявку на оборудование, запасные части, контрольно-измерительные приборы и материалы для борьбы с пылью.

Борьба с пылью является важным направлением в комплексе работ по проведению горных выработок. Так как направлена она на обеспечение безопасности людей, работающих в опасных условиях. Жизнь и здоровье человека имеют первостепенную важность, пренебрежение данными мероприятиями могут повлечь за собой серьезный ущерб здоровью рабочих. Так же взрыв угольной пыли, приведет к неминуемой остановке работы

всего предприятия и связанных с ним фабрик. В связи с этим, к борьбе с пылью следует подходить с максимальной ответственностью, совершенствовать существующие способы, разрабатывать новые.

Литература

1. Единые правила безопасности при разработке рудных, нерудных и россыпных месторождений полезных ископаемых подземным способом (ПБ 03-553-03). – М., 2003.
2. Инструкция по разработке проекта противопожарной защиты угольной шахты (РД 05-365-00). – М., 2000.
3. Инструкция по проектированию пожарно-орасительного водоснабжения шахт (РД 05-366-00). – М., 2000.
4. Инструкция по борьбе с пылью в угольных шахтах (РД 15-2011). – М., 2011.
5. Общие правила промышленной безопасности для организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов (ПБ 03-517-02). – М., 2002.

Секция 15

СОВРЕМЕННАЯ НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ТЕХНИКА И ЕЕ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ

УПРАВЛЯЕМЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРОВЕДЕНИЯ СКВАЖИН: ГОРИЗОНТАЛЬНО- И НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ

В.Г. Крец, доцент

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Старый геолог рассказывал... Бурят геологи скважину. Вдруг буровой инструмент (трубы с породоразрушающим инструментом) легко пошел «вниз». Буровики остановили процесс, задумались – что делать? Тем временем на прекрасном лугу за горой пастух пас овец и ему сильно докучал маленький ягненок. Пастух решил привязать его веревкой за колышек – это был вышедший на поверхность буровой снаряд. Наконец, буровики решили поднять свой инструмент на поверхность. Каково же было их удивление – на конце бурового снаряда они подняли маленького ягненка (рис.1).

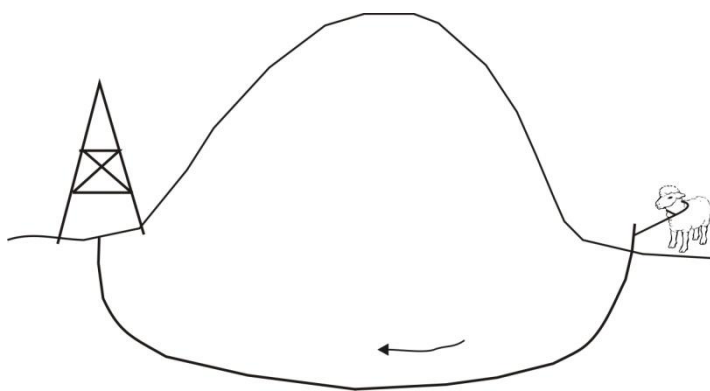


Рис. 1. Наклонно-направленное бурение

В этой байке есть и правда – скважины могут искривляться в разных направлениях. В данном случае получилась естественным образом наклонно-направленная скважина. Люди научились управлять траекторией скважин с пользой для себя.

Как известно, появление всего нового сопровождается стечением ряда обстоятельств и, конечно же, связано с наличием проблемной ситуации в той или иной области. На внедрение горизонтально- и наклонно-направленного бурения оказали влияние следующие факторы:

- востребованность со стороны общества, так как позволяет получить более представительные данные при бурении геологоразведочных скважин по наиболее рациональной проектной траектории, бурить с площадок, выбор местоположения которых ограничен, бурить на участках, недоступных для размещения буровых установок, в том числе и для добывающих скважин;
- в трубопроводном транспорте нефти и газа, где неизбежна необходимость преодоления многочисленных естественных (реки, заболоченные пространства) и искусственных (шоссе, железнодорожные линии и т. д.) препятствий; в условиях города – при сооружении инженерных коммуникаций и даже при спасении людей (спасение Чилийских горняков);
- появление технологий, сделавших горизонтально- и наклонно-направленное бурение возможным в принципе;
- рентабельность, значимость в промышленных масштабах в различных отраслях человеческой деятельности, и, как следствие, выход за пределы просто «интересной идеи».

Актуальность направленного бурения и все более расширяющаяся область его применения подтверждается многочисленными примерами использования в различных сферах жизни.

При бурении скважин на нефть и газ на долю кустового строительства скважин приходится более 70% всего объема эксплуатационного бурения на нефть и газ. На кусте число скважин может быть 3-32. Кустовое бурение невозможно без наклонно-направленных скважин.

Наклонно-направленное бурение применяют для бурения вспомогательных скважин для глушения открытых фонтанов, при многоствольном бурении. Четырехствольные скважины, выполненные компанией ОАО «Сургутнефтегаз» после запуска позволили увеличить дебит по сравнению с исходным в 15-20 раз (ОАО «ЛУКОЙЛ», 2005, материалы конференции).



Рис. 2. Статистика потребления технологий горизонтально-направленного бурения

На рис. 2 приведены сведения применения горизонтально-направленных скважин двух стран по данным журнала *Underground Construction* и Международной Ассоциации Специалистов Направленного Бурения (МАС ГНБ).

Разработчиками и изготовителями оборудования для наклонно-направленного бурения в настоящее время являются ряд стран: США, Германия, Китай, Россия, Корея, Швейцария и др. Бестраншейные технологии прокладки трубопроводов развиваются в Китае уже более 10 лет. Ежегодно объем этого рынка увеличивается на $50 \div 100 \%$.

Современные установки наклонно-направленного бурения позволяют бурить скважины диаметром до 2000 мм, длиной 2000–2500 м с максимальным крутящим моментом 6500 и более (Н·м).

В заключении следует отметить, что управляемые технологии проведения скважин (горизонтально- и наклонно-направленного бурения) широко применяются в различных сферах производственной деятельности, успешно и имеют перспективы дальнейшего их развития и применения.

Обобщение предыдущего опыта направленного бурения, его осмысление, находит воплощение в совершенствовании технологии и бурового инструмента. Современные отечественные буровые установки впитали все лучшие достижения инженерной мысли зарубежных разработчиков оборудования (Германия, Голландия, Америка и др.). И, в конечном счете, все это позволяет проводить работы даже в самых сложных условиях.

Литература

1. Крец В.Г., Саруев Л.А. и др. Буровое оборудование. – Томск, Изд-во ТПУ, 2011. – 121 с.
2. Нефтегазопромислое оборудование. Учебное пособие/ Крец В.Г., Саруев Л.А., Лукьянов В.Г., Шадрин А.В. – Томск, ТПУ, 2011. – 236 с.
3. Машины и оборудование для строительства и эксплуатации газонефтепроводов и хранилищ. Учебное пособие/ Крец В.Г., Рудаченко А.В., В.А. Шмурыгин; Томский политехнический университет. –Томск, ТПУ, 2011. – 329 с.
4. Учебное пособие. – Томск, ТПУ, 2011. – 121 с.
5. URL: <http://library.stroit.ru>.

КОЛОННА КОМПОЗИТНЫХ ШТАНГ ДЛЯ ШТАНГОВОЙ ГЛУБИННОНАСОСНОЙ УСТАНОВКИ

А.А. Антоненко, А.В. Пензин

Научный руководитель профессор В.В. Шайдаков

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

В настоящее время намечается тенденция увеличения числа скважин эксплуатируемых штанговыми глубиннонасосными установками (ШГНУ) в связи с выходом месторождений на позднюю стадию разработки. Так по Уфимской группе месторождений около 80% нефтяных скважин оснащены ШГНУ, в которых от надежности работы привода и колонны штанг зависит эффективность работы глубинного плунжерного насоса.

Как известно насосные штанги являются составной частью штанговой колонны, которая предназначена для передачи возвратно-поступательного движения и продольного усилия от наземного привода к рабочему органу глубинного штангового насоса. Ее безотказная работа определяется многими факторами, влияние которых носит отрицательный характер.

В процессе эксплуатации насосные штанги получают различные повреждения, изнашиваются и обрываются, подвергаются воздействию агрессивной среды. Большинство нефтяных скважин имеют наклонно-направленный профиль, что значительно снижает усталостную прочность штанг.

Во многих скважинах на территории России существует проблема осложнений вызванных отложением солей, асфальто-смоло-парафиновых соединений, коррозионной активностью откачиваемой жидкости, отрицательно влияющих на работу скважинного оборудования, увеличивая тем самым количество отказов и затрат на текущий и капитальный ремонт скважин. По оценкам специалистов осложненный фонд скважин составляет 26 % и эта цифра будет расти, что связано с выходом многих скважин на позднюю стадию разработки.

Среди общего количества осложненных скважин преобладают отложения асфальто-смоло-парафиновых соединений 70 %, образование стойких эмульсий 19%, отложение неорганических солей 11%. Для этих условий эксплуатации необходимо применять дополнительные технологические операции по закачке химических реагентов в скважину для предотвращения осложнений. Это требует применения дополнительного оборудования и оснащения им скважины. Также одним из вариантов является усовершенствование существующих конструкций оборудования, что позволит совмещать основные и вспомогательные операции в скважине, такие как подача реагентов в скважину (полье насосные штанги).

На протяжении всего периода эксплуатации скважин штанговыми глубинонасосными установками велись работы по совершенствованию штанговых колонн, являющихся ответственным элементом скважинного оборудования. По мере развития конструкции становились все более простыми. С развитием техники и технологии изготовления, обработки, появления новых материалов видоизменялись и штанговые колонны. В этом направлении наметилось два пути. Первый связан с усовершенствованием существующих конструкций, а второй - стремление к созданию непрерывной системы тягового органа для облегчения проведения монтажных работ и улучшения параметров работы ШГНУ.

Наиболее широкое распространение в ШГНУ получили колонны, состоящие из металлических штанг круглого поперечного сечения с резьбовыми участками на концах и квадратами под ключ. Один из первых патентов на эту конструкцию появился в 1904 году в США [2]. Эти конструкции на сегодняшний день используются практически в каждой скважине эксплуатируемой ШГНУ. Эта штанговая колонна имеет ряд недостатков таких как наличие большого количества соединительных элементов, подверженность коррозии, большая масса, трудоемкость процесса спуска и подъема колонны при монтаже и необходимости обеспечения соответствующих условий транспортировки и хранения. К тому же отсутствие канала в теле штанг не позволяет проводить дополнительные технологические операции для борьбы с осложнениями в скважине.

Затем следом идет появление стеклопластиковых насосных штанг, занявших около 20% западного рынка штанг [3]. Эта штанговая колонна позволила снизить нагрузки на привод и улучшить коррозионную стойкость конструкции за счет применения полимерного материала. Однако это привело к снижению прочностной жесткости и как следствие потребовало применения «тяжелого» низа. Наряду с этим, изготовление стеклопластиковой насосной штанги требует точности при выполнении соединения тела и nipple'ной части штанги, что удорожает изготовление.

Для решения задачи по закачке химических реагентов в скважину и при эксплуатации нескольких пластов одной скважиной были разработаны и запатентованы полье насосные штанги [4], расширившие применение штанговых установок. С целью усовершенствования штанговых колонн были разработаны непрерывные тяговые органы в виде канатов, пакета лент и линейного тягового органа [1], но незащищенность от коррозии и необходимость применения нестандартного оборудования не привели к распространению этих видов штанг. Однако непрерывные конструкции снижают затраты на проведении спускоподъемных операций (СПО), а со снижением количества соединений уменьшается и число концентраторов напряжения.

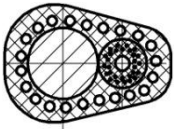
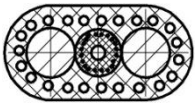
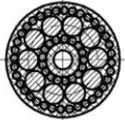

Для повышения надежности ШГНУ, авторами предложена конструкция композитной штанговой колонны нескольких вариантов, которая в общем случае представляет собой композитный трубопровод, сочетающийся в различных вариациях с тяговыми элементами в виде канатов и с внешней стороны канат и композитный трубопровод расположены в полимерной армированной оболочке для защиты от агрессивной скважинной жидкости (таблица 1). Композитная штанговая колонна является цельной системой в отличие от колонны металлических или стеклопластиковых штанг, которая состоит из последовательно соединенных между собой отдельных штанг. Это значительно упрощает конструкцию штанговой колонны и, следовательно, повышает надежность системы в целом, а наличие канала в системе тягового органа позволяет проводить дополнительные технологические операции, в частности закачивание химического реагента по предотвращению соле- и парафиноотложений, снижению коррозии, облегчается транспортировка, снижается трудоемкость СПО, а в связи с уменьшением массы штанговой колонны по отношению к составным металлическим конструкциям позволит снизить энергозатраты на добычу нефти ШГНУ.

Колонна композитных штанг при работе в скважине воспринимает осевую нагрузку грузонесущими элементами в виде стальных канатов, а внешний полимерный армированный слой выполняет функцию защиты грузонесущей системы от воздействия скважинной среды и придания жесткости системе. Включение в конструкцию штанговой колонны оптоволоконных кабелей и различных датчиков при изготовлении дают возможность проведения исследования работы колонны штанг и скважинных условий.

Эти конструкции композитных штанговых колонн позволяют использовать стандартное устьевое оборудование без его замены, а также существующие системы дозирования химических реагентов в скважину.

Таблица 1

Варианты исполнения композитных штанговых колонн (патент РФ № 109509)

Варианты исполнения непрерывной штанговой колонны	Габариты, мм	Диаметр канала, мм	Расчетное разрывное усилие, кН	Расчетная масса одного км
	35x21	5	141	2243
	37x17	5	163	2043
	32	5	205	2626
	50	20	514	5796

Появление композитных штанговых колонн потребовало и разработки закрепляющих устройств, для соединения колонны со скважинным насосом, полированным штоком и внутреннего канала штанги с дозирующей установкой для подачи химических реагентов в скважину или с выкидной линией при одновременно раздельной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной.

Для разработки соединительных узлов композитной штанговой колонны были проанализированы конструкции крепежных устройств штанговых колонн как составной так и непрерывной конструкции. Исходя из проведенной работы в зависимости от способа крепления все соединительные элементы для композитной штанговой колонны были подразделены на клиновые, с использованием элементов для обвязки канатов, неразъемные с заливкой фиксирующим субстратом. Все конструкции позволяют проводить технологические операции по закачке химических реагентов и использоваться при одновременно-раздельной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной.

В качестве выводов следует отметить:

1. Композитные штанговые колонны – следующий этап развития конструкции штанговых колонн для ШГНУ.
2. Они отличаются высокой надежностью и приспособлены для работы в осложненных скважинных условиях.
3. Конструкция композитной штанговой колонны расширяет функциональные возможности ШГНУ
4. Предложенные конструкции снижают затраты на проведение СПО и не требует применения нестандартного устьевого оборудования.

Литература

1. Пат. № 2105195., РФ / Агеев Л.М., Новиков А.Г., Сокол А.Н. // бюл. № 7. – 1998.
2. Pat. № 764943., USA / Edward A. Guy // <http://ip.com/patent/US764943.-1904>.
3. Pat. № 2874937., USA/ Edward F. Higgins // <http://ip.com/patent/US2874937.-1959>.
4. Pat. № 3486557., USA / Robert W. Harrison // <http://ip.com/patent/US3486557.-1968>.

**ВИБРОДИАГНОСТИКА КАК ОДИН ИЗ ОСНОВНЫХ МЕТОДОВ АНАЛИЗА
ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ШСНУ****Т. Р. Ахунов, Т. Р. Салахов**

Научный руководитель профессор В.У. Ямалиев

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

В настоящее время количество эксплуатируемых машин и оборудования в нашей стране существенно превышает возможности их обслуживания и ремонта в соответствии с рекомендациями производителей. Выходом из сложившейся ситуации становится, во-первых, увеличение доли необслуживаемого оборудования, а, во-вторых, переход на ремонт машин и оборудования по фактическому состоянию. Но это возможно лишь при использовании методов и средств глубокой диагностики и долгосрочного прогноза состояния оборудования в процессе его эксплуатации, которые лишь в последние годы стали развиваться быстрыми темпами.

В последние годы в нефтяной промышленности Российской Федерации постоянно возрастает действующий фонд механизированных скважин, из которых более половины составляют скважины, оборудованные штанговыми скважинными насосами.

Эксплуатация таких скважин связана с целым рядом осложнений, которые часто приводят к авариям со штангами.

Рост числа аварий, приходящихся на штанговые колонны, указывает на необходимость контроля состояния штанг, что позволит снизить их аварийность, а иногда и избежать их. Большую часть обрывов можно предупредить своевременным обнаружением начала зарождения усталостных микротрещин, контролируя состояние штанги в ходе проведения спускоподъемных операций. Рассмотрим несколько методов неразрушающего контроля применимых для ШСНУ:

1. Метод магнитной памяти металла.

Уникальность метода заключается в бесконтактном определении зон концентрации напряжений — основных источников развития повреждений технических устройств. Применяется прибор ИКН-3М-12, который позволяет выявить напряженно-деформированное состояние и наличие повреждений в узлах станка-качалки. [2]

2. Метод диагностики штанговых насосных установок с известным состоянием уравновешенности.

Способ диагностики штанговых насосных установок с известным состоянием уравновешенности, заключается в том, что через дискретные промежутки времени измеряют мощность установки, определяют диагностическую ваттметрограмму, сглаживают ее, измеряют скорость изменения мощности через те же дискретные промежутки времени, строят фазовую кривую ваттметрограммы, определяют диагностический параметр и по результатам сравнения его с заданным значением определяют состояние установки, отличающийся тем, что после построения фазовой кривой ваттметрограммы определяют модули максимального и минимального значений мощности и скорости ее изменения, вычисляют значения диагностических коэффициентов. [4]

3. Ультразвуковой метод.

В настоящее время ультразвуковая дефектоскопия находит практическое использование для контроля качества нефтепромыслового оборудования. Так, например разработаны способы контроля, для отбраковки штанг, выявления дефектов внутри тела штанги, усталостных поверхностных трещин, проверки резьбовой части. [1]

4. Метод диагностики нагруженности и усталостной прочности элементов станка-качалки.

Рассматривается методика применения датчиков деформаций с переменной чувствительностью для регистрации величины накопленных усталостных повреждений. Методика диагностики нагруженности и прогнозирования остаточного ресурса элементов станка-качалки основана на определении в условиях эксплуатации по показаниям датчика деформаций переменной чувствительности, величины действующих напряжений и расчете числа циклов нагружения. [3]

5. Магнитоиндукционный метод.

В настоящее время индукционный метод контроля (которые находят большое применение в практике дефектоскопии ферромагнитных изделий) с использованием метода постоянного магнитного поля, несмотря на относительную малоизученность, находит все большее распространение в технике дефектоскопии в связи с возможностью контроля более глубоких подповерхностных слоев изделий.

Все известные в настоящее время физические методы и средства диагностики, использующие различные физические поля, измеряют лишь параметры используемых физических полей, значения которых связаны с параметрами напряженно-деформированного состояния материала и его характеристиками недостаточно изученными и не всегда монотонными и однозначными закономерностями. Регистрируемые изменения параметров используемых физических полей являются результатом взаимодействия вводимых полей с внутренними энергетическими полями материала, измененными внешними воздействиями и условиями эксплуатации обследуемого объекта.

Наиболее перспективным, разработанным и изученным на сегодняшний день методом диагностики является вибродиагностика, которая позволяет не только обнаружить неисправности, выявить причины, прогнозировать ресурс или время работы до ремонта.

Определение технического состояния агрегата по вибрационным параметрам производится как по содержанию соответствующей информации в текущий момент времени, так и на основе анализа изменений ее во времени. При этом выбранные параметры должны обладать наибольшей информативностью, то есть нести

максимум информации о техническом состоянии объекта. Вибрационными характеристиками станка-качалки являются общий уровень вибрационной скорости, уровень виброскорости на различных частотах.

Для оценки технического состояния станка-качалки использован лабораторный стенд, который смонтирован в лаборатории кафедры нефтегазового оборудования УГНТУ. Лабораторный стенд СКН2-615 выполнен в соответствии с ГОСТ5866-56. Длина агрегата составляет 2950 мм, высота 1700 мм, ширина 1020 мм, частота вращения вала составляет 1500 об/мин.

С помощью виброизмерителя ДСА-2001 на стенде СКН2-615 были проведены лабораторные испытания и, после их анализа были сделаны следующие выводы:

- повышенные вибрации были зафиксированы на раме, электродвигателе и опоре подшипников балансира: в горизонтальном направлении измерения (в направлениях ОХ), соответственно, составляет 25,0 мм/с (на раме); 15,4 мм/с (на электродвигателе) и 18,2 мм/с (на опорах подшипников), в вертикальном направлении (ОZ) 30,0 мм/с; 31,2 мм/с и 28,6 мм/с, в аксиальном направлении (ОУ) – 52,0 мм/с; 55,2 мм/с; 54,0 мм/с, т. е. значения виброскорости в аксиальном направлении существенно превышают допустимый уровень виброскорости для машин такого класса по грузоподъемности. [5]

В промышленных условиях было проведено вибродиагностирование станка-качалки типа 7СК-8м-3,5-4000 (7СК-8м) на скважине №860 Сергеевского месторождения. Маршрут измерений станка-качалки идентичен измерениям проведенных в лабораторных условиях. По результатам измерений прибором ДСА-2001 было установлено, что уровень виброскорости электродвигателя почти в 3,5 раза превосходит допустимый при замеры вибраций в аксиальном направлении (70 мм/с), в 2,5 раза в горизонтальном направлении (56 мм/с), в 2,5 раза в вертикальном направлении (52,4 мм/с). Было зафиксировано недопустимое (более, чем в 2 раза) значение виброскорости при замеры вибраций на раме. После сравнения виброизмерений станков-качалок СКН2-615 (на экспериментальном стенде) и 7СК-8м (в промышленных условиях), получены следующие результаты:

а) на обоих агрегатах зафиксированы повышенные вибрации на рамах и электродвигателях в аксиальном направлении;

б) основным источником вибрации является электродвигатель, частично передающий колебания на рамы и корпуса агрегатов.

Полученные результаты планируется использовать при последующих виброизмерениях других типов станков-качалок при их эксплуатации в НГДУ «Уфанефть», а также дальнейшей методике по оценке остаточного ресурса ШСНУ.

Литература

1. Дубов А.А., Дубов А.А., Колокольников С.М., Метод магнитной памяти металла и приборы контроля. Учебное пособие. – М: ЗАО "ТИССО", 2008. – 365 с.
2. Иванова Ю. С., Разработка и исследование методов диагностики нагруженности и усталостной прочности элементов станка-качалки. Диссертация на соискание ученой степени к.т.н. –Тюмень, 2009.
3. Патент RU 2190126 F04B51/00. Метод диагностики нагруженности и усталостной прочности элементов станка-качалки/ Гольдштейн Е.И., Цапко И.В., Иванов Д.В. заявитель и патентообладатель Томский политехнический университет. 2001105021/06; заявл. 21.02.2001. – Б.И., 2002.
4. Салахов Т. Р. Вибродиагностика нефтегазового оборудования на примере станка-качалки.// Нефтегазовое дело. – М., 2007. – №2. – С.43-48.
5. Халиуллин А.Г. Устройство для дефектоскопии насосных штанг. // Тр. УНИ, – Уфа, 1975. – вып. 28 – С. 60-63.

ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ СЛУЧАЙНОМ НАГРУЖЕНИИ

И.В. Густенева

Научный руководитель доцент К.В.Сызранцева

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Соединения деталей с помощью резьбы являются одним из старейших и наиболее распространенных видов разъемного соединения. К ним относятся соединения с помощью болтов, винтов, винтовых стяжек и т.д. [1]. В данной работе предложен метод расчета надежности болта при различных случайных режимах нагружения, основанный на использовании математического аппарата непараметрической статистики [3].

Реализация методов оценки прочностной надежности деталей и узлов машин на основе математического аппарата непараметрической статистики связана с решением двух вспомогательных задач:

компьютерное моделирование случайных величин с законами, известными с точностью до параметров и с законами, определенными методами непараметрической статистики (создание датчиков случайных чисел); восстановление по заданной выборке случайной величины ее функции плотности распределения.

Для разработки датчиков, сгенерируем в пределах отрезка $[0, 1]$ выборку случайных чисел x_1, x_2, \dots, x_n , значения которых в этом интервале равномерны. Если случайная величина V имеет равномерный закон распределения, а требуется получить случайную величину x , функция распределения которой $F(x)$, известна с точностью до параметров, достаточно воспользоваться уравнением [3]:

(1)

В случае известных законов распределения это уравнение решается аналитически. Однако для функций распределения, восстановленных с помощью непараметрических методов, уравнение является трансцендентным, и его возможно решить лишь численным методом.

Изложенный алгоритм генерирования случайных величин, законы распределения которой описываются функциями, заданными с точностью до параметров, реализован в программах, написанных в среде MathCad.

Для решения второй вспомогательной задачи используется алгоритм решения задачи восстановления неизвестной функции плотности распределения случайной величины, заданной в виде выборки длиной n , с помощью оценки Парзена – Розенблатта, он заключается в следующем. Искомая функция, имеющая ядро, представляется в виде:

$$\dots \dots \dots (2)$$

Допускаемые напряжения чаще всего распределяются по нормальному закону, для генерирования выборок случайных величин растягивающей силы $\{F\}$ используются разработанные и реализованные в MathCad датчики случайных чисел.

Результаты работы программ иллюстрируют рисунки 1 и 2, на которых представлены гистограммы функций плотности распределения момента для среднего равновероятного режима нагружения, полученные на основе обработки выборки длиной $n = 1000$.

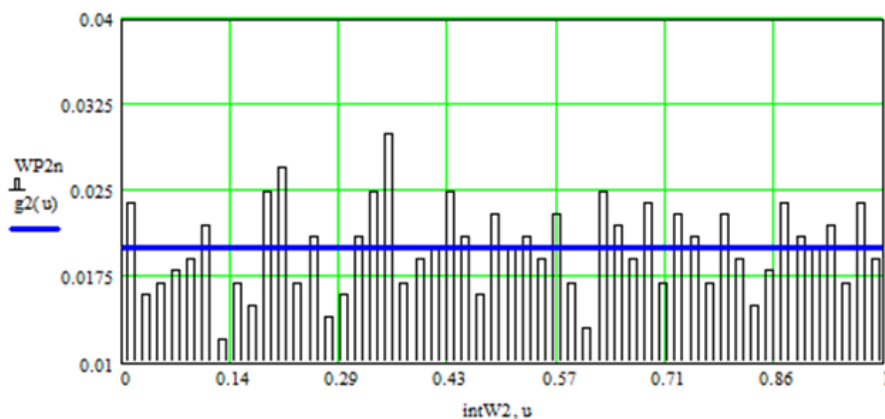


Рис. 1. Изгибающий момент при среднем равновероятном режиме работы

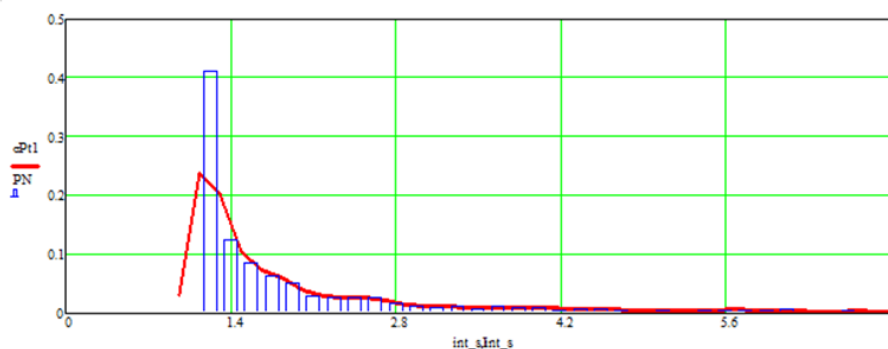


Рис.2. Выборка случайной величины n и $P_n(n)$ при среднем равновероятном режим

Вероятность отказа болта по определению означает вероятность того, что коэффициент запаса прочности n окажется менее единицы [2], что соответствует значению следующего интеграла:

$$\dots \dots \dots (3)$$

Характеристики выборок случайной величины – коэффициента запаса прочности n для исследуемого болта, представлены в таблице 1.

Таблица 1

Характеристики выборки коэффициента запаса прочности болта

Режим нагружения	Мин элемент	Макс элемент	Среднее выборки	Медиана	Вероятность отказа
Легкий	1.445	5	17990.901	0.853	7.299×10^{-9}
Средний равновероятный	1.133	36	30310.325	0.879	0.018
Тяжелый	0.122	2	45150.321	1	0.688

Из расчета можно сделать вывод, что данный болт не следует использовать при тяжелом режиме нагружения, так как вероятность отказа при этом очень велика (68 %).

Предложенный метод является универсальным, не привязанным к каким-либо законам распределения случайных величин и позволяет определять вероятность отказа соединений при любом режиме нагружения, в том числе и когда внешняя нагрузка задана выборкой.

Литература

1. Иванов М. Н. Детали машин – М.: Высшая школа, 1976. - 399 с.
2. Надежность машин: Учебн. пособие для машиностр. спец. вузов / Д.Н.Решетов, А.С.Иванов, В.З.Фадеев; Под ред. Д.Н.Решетова. - М.: Высш. шк., 1988. - 238 с.
3. Сызранцев В.Н., Невелев Я.П., Голофаст С.Л. Расчет прочностной надежности изделий на основе методов непараметрической статистики – Новосибирск: Наука, 2008. - 218 с.

АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ СООРУЖЕНИИ ТРУБОПРОВОДОВ, ПРОКЛАДЫВАЕМЫХ В СЕЙСМИЧЕСКИ АКТИВНЫХ ЗОНАХ

А.Е. Давыдова

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день трубопроводный транспорт сталкивается с проблемами промышленной безопасности, среди которых значительную роль играет геодинамическая безопасность, состоящая из многих факторов, анализ которых необходим для устранения повышенного развития деформаций.

В Российской Федерации около 20% территорий подвержено воздействию землетрясений интенсивностью более 7 баллов, более 5% территорий - 8-9 баллов. К ним относят Северный Кавказ, Прибайкалье, Якутию, Сахалин, Камчатку и Курильские острова. Перспективные регионы по запасам углеводородов и развитию трубопроводного транспорта расположены в сейсмически опасных зонах.

При сейсмических подвижках земной коры возможны сильные горизонтальные и вертикальные деформации грунтов, что может стать причиной аварий на подземных трубопроводах. Так, в результате землетрясения в мае 1995 года на севере о-ва Сахалин в районе г. Нефтегорска произошло значительное количество разрывов принадлежащего компании «Сахалинморнефтегаз» магистрального нефтепровода, идущего с Сахалина на материк. Трансаляскинский трубопровод, был спроектирован так, чтобы выдержать землетрясение силой до 8,5 баллов. Сейсмический толчок во время землетрясения в ноябре 2002 года на Аляске (США) в районе разлома Денали сдвинул трубу горизонтально на 2 с лишним метра и вертикально на 75 см. Подобные сейсмические катастрофы случаются редко, однако при определенных условиях землетрясения провоцируют активизацию оползневых и селевых процессов, что приводит к дополнительным нагрузкам на трубопроводы[1].

Устранить пересечение трубопроводами зон тектонических нарушений невозможно. Проблему нужно решать путем использования такой технологии укладки труб, которая могла бы противостоять воздействию со стороны этих зон, проведения предупреждающих ремонтных работ, вызванных коррозионной активностью грунтов и геотектоническими данными [2].

На участках пересечения трассой трубопровода активных тектонических разломов с сейсмичностью свыше 6 баллов необходимо применять надземную прокладку и свыше 8 баллов – подземную. Кроме этого конструкции опор надземных трубопроводов должны обеспечивать возможность перемещений трубопроводов, возникающих во время землетрясения [3]. К примеру, на нефтепроводе Транс-Аляска на участке с высокой сейсмичностью применена так называемая плоскопараллельная прокладка или прокладка с Z-образным компенсационными участками. В сейсмических районах часто применяется прокладка трубопровода в виде «змейки». Инженеры рассчитали, что в погруженном в грунт состоянии труба сможет выдержать смещение грунта всего на 2 фута в горизонтальном и вертикальном направлениях, при больших смещениях произойдет разрыв. Таким образом, применение надземной конструкции позволило свободное смещение трубы на 5 футов по вертикали и на 18 футов по горизонтали.[4]

Несмотря на все недостатки метода подземной прокладки, он все же используется и новые технологические решения разрабатываются. При строительстве трубопровода в рамках проекта Сахалин II/ Фаза II инновационным решением стало создание «специальных траншей», концепция которых основывается на положении о том, что при подвижках по разлому трубопровод должен поглощать движения, не подвергаясь

избыточной деформации. Материал засыпки в траншеях вокруг трубы не должен ограничивать движение трубопровода при смещениях бортов разлома.

Во избежание проникновения воды в траншеи трубопровода, с учетом гидрогеологических и морфологических условий на каждом участке пересечения разлома, были определены следующие решения:

1) Дренажные траншеи - заполненные песком или легким материалом засыпки (ЛМЗ). Предусмотрены на участках с водопроницаемым грунтом, подходящим для подземного отведения вод гидростатическим напором (в холодные месяцы).

2) Водонепроницаемые траншеи - заполненные песком или ЛМЗ. Данное решение представляет собой герметизацию путем обертывания траншеи геомембранами и сварки их между собой для обеспечения сухих условий внутри траншеи. Дренажный композит МакДрейн 2L размещается до гидроизоляционной геомембраны с целью рассеивания давления воды на стенки траншеи и отвода воды в дренаж расположенный на дне траншеи.[5]



Рис. 1. Водонепроницаемые траншеи



Рис. 2. Водонепроницаемые траншеи в насыпи

Но главным недостатком таких конструкций в соответствии с главной задачей проектирования трубопроводов в сейсмически опасных зонах является недостаточное обеспечение свободного перемещения трубопровода не только в поперечном направлении, но и в вертикальной плоскости. Поэтому для активного гашения энергии сейсмических колебаний применяется конструкция опоры под названием «скользящий анкер». На ее примере и построена обоснованность использования следующей модели.

Совершенно новой является конструкция опор трубопровода, обеспечивающая защиту объекта от вертикальной составляющей волн. Примерный внешний вид подобной конструкции приведен на рис. 3. На данном рисунке предложено разместить упругие стальные пластины на одиночных бетонных основаниях. Все три пластины в точке контакта скреплены между собой. Поверх них кладется трубопровод. Отсутствие жесткого крепления трубы и опоры обеспечит продольную и поперечную свободу перемещений. Отмечаем, что одна подобная опора конструируется на конкретную нагрузку P . Так, если опоры располагаются через каждые L метров, то при удельном весе трубопровода вместе с перекачиваемым продуктом q величина нагрузки P равняется: $P=qL$. Этот вес может меняться за счет ветровых, снеговых нагрузок, изменений плотности перекачиваемого продукта. Также следует ожидать гидравлическое испытание трубопровода, при котором труба заполняется водой, более тяжелой, чем перекачиваемая нефть. Поэтому можно предусмотреть обеспечение уклона за счет добавления упругой элемента, например пружины [6].

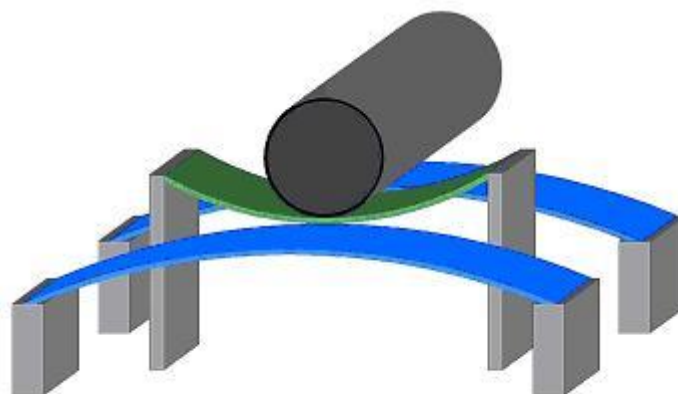


Рис.3 Внешний вид конструкции опор

По мере повышения ответственности трубопроводных систем за промышленную безопасность повышаются и требования к их сейсмостойкости. Эта проблема приобретает особую актуальность после перевода асейсмических регионов в сейсмоопасные. По этой причине при оценке риска опасных производственных объектов необходимо учитывать также сейсмостойкость контрольно-измерительной аппаратуры, систем управления и защиты отдельных аппаратов, технологических узлов и агрегатов. Ранее построенные предприятия с применением технологического оборудования, разработанного и исполненного без учета сейсмических воздействий представляют собой огромную потенциальную опасность.[7]

Решение этой задачи автор видит в том, что проблема прочности технологического оборудования, технических устройств, трубопроводных систем и систем управления должна решаться не на принципе повышения их жесткости, а наоборот, на принципе организации оптимизированной гибкости. Это направление относится к активной форме защиты объектов и представляется достаточно перспективным, надежным и экономически целесообразным.

Литература

1. Андреева, Е.В. Разработка методики оценки несущей способности подземных магистральных трубопроводов в сейсмически опасных зонах [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://www.dissercat.com/content/razrabotka-metodiki-otsenki-nesushchei-sposobnosti-podzemnykh-magistralnykh-truboprovodov-v>.
2. Ландман, Ю.П. Влияние тектонической активности на аварийность магистральных газопроводов // Экономические и социальные перемены в регионе: факты, тенденции, прогноз, 2007. – № 36.
3. СП 34-116-97. Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промышленных нефтегазопроводов. – М., 2001.
4. Seismic risk and onshore pipeline portion of Sakhalin Energy investment company's Sakhalin-II Phase 2 project: unanswered questions. – Moscow, 2004, 64 pages [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.wwf.ru/resources/publ/book/98>.
5. http://www.maccferri.ru/main/projects/projects_history/sahalin_2.
6. Валеев А.Р., Зотов А.Н. Новые конститивные методы повышения сейсмостойкости трубопроводов. //Нефтегазовое дело. – М., 2010. – №1.
7. Юрченко П.А. Измененная сейсмичность и новые проблемы защиты опасных производственных объектов. / Конкурс: «Обеспечение промышленной и экологической безопасности на взрывопожароопасных и химически опасных производственных объектах» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.basheexpert.ru/konkurs/2008/three/proekt1.pdf>.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОСУШКИ АППАРАТОВ

И.Р. Зарипов

Научный руководитель профессор Р.Г. Абдеев

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

Удельные затраты энергии и трудоемкость при традиционной конвективной сушке аппаратов нефтегазовой отрасли остаются высокими.

Поэтому создание энергоэффективной техники и технологии сушки от влаги аппаратуры оболочкового типа после гидроиспытаний при изготовлении является актуальной задачей.

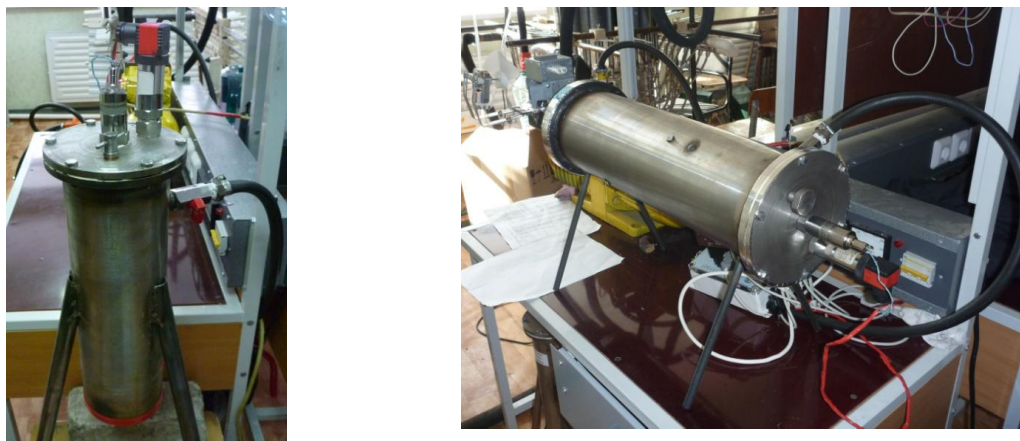
Нами проведен сравнительный анализ существующих видов сушки, отличающихся по способу подвода теплоты к осушаемому аппарату.

Наиболее целесообразным для аппаратов в условиях производства, является низкотемпературный способ комбинированной сушки.

Во влажном материале, при достаточно больших значениях параметров тепло- и массопроводности, конвекционная осушка имеет преимущества в силу существенно более высокого коэффициента полезного действия получения энергии (теплоты) [2, 4]. По мере уменьшения параметров тепло- и массопроводности и естественного снижения эффективности конвекционной осушки менее энергоемкой становится инфракрасная и микроволновая осушка. Таким образом, представляется целесообразным изучить и реализовать на практике возможность наиболее экономичного с энергетической точки зрения совмещения двух физических механизмов осушки (конвекционного и микроволнового) [3] и достижения на этой основе дальнейшего существенного снижения энергоемкости процесса осушки.

С целью экспериментального исследований параметров предлагаемого способа нами создан испытательный стенд с различным подводом энергии (рисунок 1а, 1б).

Достоинством стенда является его универсальность и возможность отработки различных способов [1] низкотемпературной осушки макетов аппаратов.



а)

б)

Рис. 1. а) Вариант с использованием конвективного метода подвода тепла, б) Вариант с использованием СВЧ – генератора в качестве источника тепла

В состав стенда с подводом различного источника энергии входит: испытательная камера, термовоздуходувка, СВЧ – генератор, насос вакуумный пластинчато-роторный 2НВР-5ДМ, преобразователь влажности и температуры ДВ2ТТ20-Г, преобразователь давления АИР-10/М1/ДИВ, персональный компьютер для получения и обработки исследуемых данных, запорная арматура для герметизации испытательной камеры после осушки.

В результате проведенных исследований и анализа экспериментальных данных, определены основные этапы и физические механизмы осушки при использовании различных методов нагрева и удаления остаточной влаги. Выявлены минимальные затраты энергии при использовании каждого из двух исследуемых методов подвода энергии и построены зависимости.

Количество энергии расходуемой на осушку (без учета энергии, затрачиваемой на работу откачиваемого насоса) определяется по формуле $W = P \times t_{ос}$, где $t_{ос}$ – время осушки.

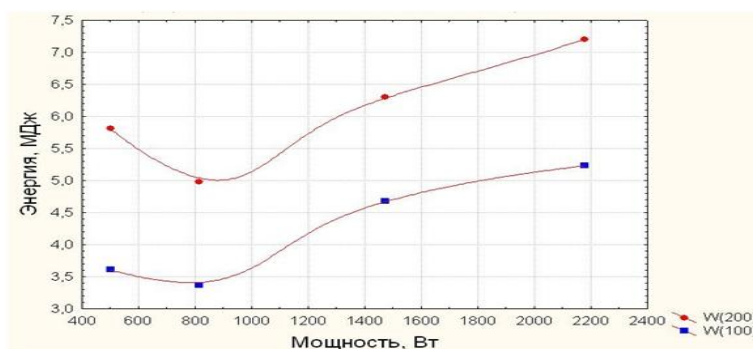


Рис. 2. Зависимость затраченной энергии на осушку от мощности термовоздуходувки

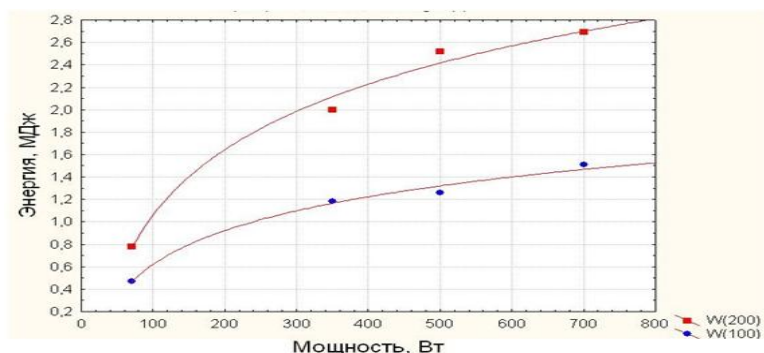


Рис. 3. Зависимость затраченной энергии на осушку от мощности микроволнового источника

Анализ энергетических затрат позволяют сделать следующие выводы:

При использовании термовоздуховки энергетические затраты минимальны при температуре горячего воздуха 200°C. При использовании микроволнового источника затраты минимальны при минимальной мощности источника.

Сравнивать два способа осушки емкости необходимо при одинаковых начальных условиях: массе воды и мощности источника. Поскольку диапазоны мощностей двух источников перекрываются в диапазоне от 500 до 700 Вт, в качестве точки сравнения возьмем мощность 500 Вт. Основные характеристики осушки при этой мощности сведены в таблице 1.

Таблица 1

Основные характеристики осушки при использовании различных источников энергии мощностью 500 Вт

Тип источника энергии	Термовоздуховка	Микроволновый
Затраченная энергия осушки, МДж	3,61	1,26
Длительность осушки, мин	120	42
Длительность заключительного этапа осушки, мин	31	3

Представленная таблица наглядно показывает преимущества использования микроволнового источника энергии. При одинаковой мощности источников затраты энергии время осушки уменьшаются в 3 раза, а длительность заключительного этапа осушки в 10 раз.

Комбинацией различных методов нагрева и удаления остаточной влаги из полости осушаемого аппарата удалось разработать способы осушки для аппаратов различного конструктивного исполнения.

Проведенные работы позволили оценить эффективность различных способов осушки и разработать рекомендации для аппаратов различного функционального назначения.

Литература

1. Виноградский В.Ф. О необходимости сопоставления различных вариантов сушильных камер // Деревообрабатывающая промышленность, 1997. – № 2. – С.6-8.
2. Кунилова Т.М. Анализ существующих типов оборудования и технологий сушки [Электронный ресурс]: электронный научный журнал «Процессы и аппараты пищевых производств». – электронный журнал. – Санкт-Петербург: СПбГУНиПТ, 2008. - №1. – Март 2008.
3. Лыков А.В. Теория сушки. – М: Энергия, 1968. - 472 с.
4. Сажин Б.С. Основы техники осушки. - М.: Химия, 1984. - 320 с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЗАМЕНЫ ГАЗОКОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ ЭЖЕКТОРОМ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ГАЗА ТРЕТЬЕЙ СТУПЕНИ СЕПАРАЦИИ Е.Ю. Ковалева

Научный руководитель заведующий группой нефтегазопромышленного отдела С.В. Сизов
«НК «Роснефть» - Научно-технический центр, г. Краснодар, Россия

К числу важных вопросов современного энергетического комплекса относится разработка и применение энергосберегающих технологий на промышленных объектах. Другой не менее актуальной проблемой является утилизация попутного нефтяного газа, особенно это касается низконапорного газа последней ступени стабилизации нефти, так как данный газ имеет низкое давление, не позволяющее его использовать для собственных нужд или транспорта. Наиболее простым способом утилизации данного низконапорного газа является его сжигания на факелах низкого давления. «При добыче нефти в России потери углеводородного сырья на факелах превышают 10%. При сжигании попутного нефтяного газа на факеле происходят потери не только ценного углеводородного сырья, бесполезно расходуется энергия горючих компонентов, но и наносится

заметный ущерб окружающей среде: тепловое загрязнение, загрязнение пылью и сажей, загрязнение токсичными составляющими. Вместе с CO и CO₂ выбрасывается вся органика, отравляющая атмосферу» [3].

Для возможности использования данного газа на собственные нужды или коммерческой реализации необходимо применение компрессорных технологий, что в свою очередь связано с большими капитальными и эксплуатационными затратами. Так применение традиционной компрессорной технологии сжатия низконапорного газа требует установки входного сепаратора-каплеуловителя, компрессора и аппарата воздушного охлаждения. Альтернативным же вариантом может быть применение эжекторов, позволяющим значительно снизить капитальные затраты. «Не наращивая дожимные мощности, увеличить давление низконапорного газа за счет энергии высоконапорного потока» [2]. То есть предлагается использование эжекторной установки типа газ-газ, которая позволяет включить газ третьей ступени сепарации в общую схему подготовки попутного газа на нефтегазовом месторождении.

Принцип данного предложения заключается в том, что высоконапорный газ первой ступени сепарации выступает в роли эжектирующего потока, а газ третьей ступени сепарации – в роли эжектируемого, это позволит довести давление газа до приемлемой величины для его последующего использования.

Рассмотрим данную схему подробнее на примере установки предварительного сброса воды Ванкорского нефтяного месторождения.

По существующей технологической схеме подготовка нефти и сбор газа осуществляется следующим образом. Нефтяная эмульсия при давлении 2,2 МПа поступает во входные сепараторы, где происходит основное отделение пластового газа. Далее нефтегазовая эмульсия при рабочем давлении 0,9 МПа направляется на вторую ступень сепарации. Частично разгазированная нефтяная эмульсия от пробкоуловителя направляется на установки нефтегазодоразделителей, в которых происходит нагрев эмульсии и отделение газа и воды. После этого нефть поступает на комплексную сепарационную установку для окончательного разгазирования. Газ от комплексной сепарационной установки идет на первую ступень компремирования, газ от второй ступени сепарации и установок нефтегазодоразделителей идет на вторую ступень компремирования газоконпрессорной станции. И далее поступает в трубопровод газа от первой ступени сепарации и направляется в газотранспортную сеть для дальнейшей подготовки.

Если в данной схеме заменить компрессорную установку первой ступени на эжектор, это позволит значительно уменьшить капитальные затраты. Но в связи с тем, что часть газа с первой ступени будет использована для эжектирования газа третьей ступени, то нагрузка на компрессор 2-й ступени возрастет и соответственно возрастет и энергопотребление данного компрессора. Для сравнительного анализа применения эжектора были выполнены технологические расчеты в среде технологического моделирования HYSYS 2006.

Так как в HYSYS 2006 отсутствует возможность прямого моделирования эжектора, расчет эжектора выполнялся с помощью электронных таблиц, по методике, описанной в [1]. В качестве параметров эжектора были приняты следующие величины: коэффициент эжекции, равный 0,51; отношение площадей сопла к площади камеры, равное 0,219.

Из результатов расчетов следует, что применение эжектора приводит к увеличению суммарных эксплуатационных затрат на сжатие газа с 1510 до 2570 кВт или в 1,7 раза, а так же требует применение компрессора, и воздушного холодильника второй ступени с производительностью большей в 2,2 раза. Из данных показателей можно сделать следующие выводы:

1. Применение эжекторов для компремирования газа третьей ступени экономически целесообразно при использовании данного газа на собственные нужды (питание газотурбинной электростанции, газопоршневой электростанции, печей и пр.), где не требуется применение газа с высоким давлением.

2. В качестве эжектирующего агента экономически не целесообразно использовать газ первой ступени. Наиболее перспективным по нашему мнению может быть вода системы поддержания пластового давления с высоким давлением.

Литература

1. Абрамович Г.Н. Прикладная газовая динамика. – М.: Наука, 1999 – В.24 – 4.1 – 600 с.
2. Грязнова И.В. Повышение степени извлечения природного газа в период падающей добычи с применением эжекторных технологий: Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Москва, 2011.
3. www.neftegaztop.ru.

ИССЛЕДОВАНИЕ АКУСТИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТВОРЫ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ И РАЗБОТКА КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИННОГО ГИДРОМОНИТОРНОГО ГЕНЕРАТОРА

М.Г. Ненашева

Научные руководители доцент В.В. Живаева, старший преподаватель С.В. Воробьев
Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Среди многообразия устройств генерирования упругих колебаний наиболее предпочтительными для осуществления виброволнового воздействия на ПЗП, в условиях нефтяных и газовых скважин являются гидродинамические генераторы упругих колебаний, работа которых основана на использовании энергии потока жидкости.

Было проведено исследование влияния акустического поля на поверхностное натяжение водных растворов поверхностно-активных веществ на ультразвуковой установке серии ИЛ 100-6/4. Время обработки составляло 2 минуты.

В качестве поверхностно-активных составов были использованы следующие реагенты: ИВВ-1, алкилсульфанат, неанол АФ 9-12 с различными концентрациями: 1%, 0,5%, 0,25% и 0,125 мас. %.

Изменение поверхностного натяжения после акустической обработки раствора поверхностно активного вещества на границе с керосином исследовались на сталагмометре СТ-2, результаты приведены в таблице 1.

Таблица 1

Название реагента	Концентрация в растворе, мас. %	Поверхностное натяжение, мН/м	
		до обработки	после обработки
ИВВ – 1	1	26,65	4,9
Алкилсульфанат	1	3,59	2,79
Неанол АФ9-12	0,5	5,11	3,94

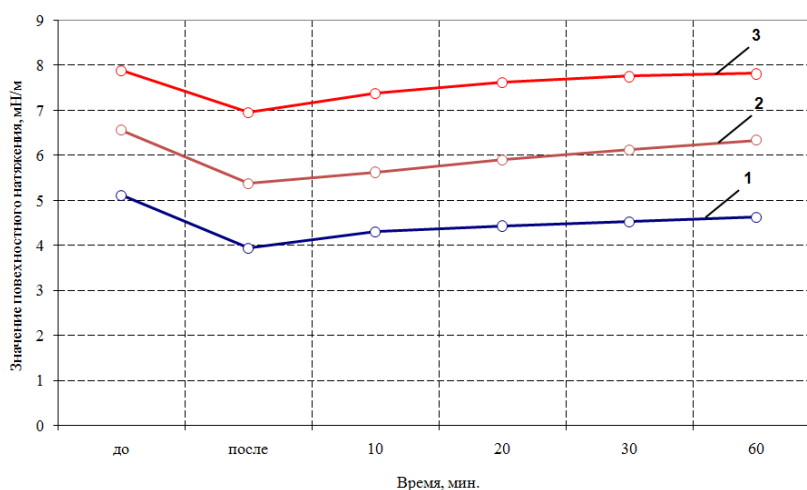


Рис. 1 График изменения активности обработанного акустическим воздействием раствора поверхностно-активного вещества, взятого в различных концентрациях (0,5; 0,25; 0,125 % массовых соответственно) во времени

Приведенные исследования показывают возможность увеличения активности раствора поверхностно-активного вещества после акустической обработки. Данный метод позволяет повышать активность малоактивных растворов поверхностно-активных веществ. Характерный график изменения активности обработанного акустическим воздействием раствора поверхностно-активного вещества, взятого в различных концентрациях (0,5; 0,25; 0,125 % массовых соответственно) во времени представлено на рисунке 1.

Как видно из рисунка 1 процесс снижения поверхностного натяжения раствора неанола АФ 9-12, после двухминутной обработки, составляет порядка 20%. Длительность эффекта составляет более 1 часа, в течение которого поверхностное натяжение увеличивается, но принимает значение ниже первоначального.

Для турбулизации и регулирования потока, в устройстве (рис.2) используются различные насадки, сопла и диффузоры.

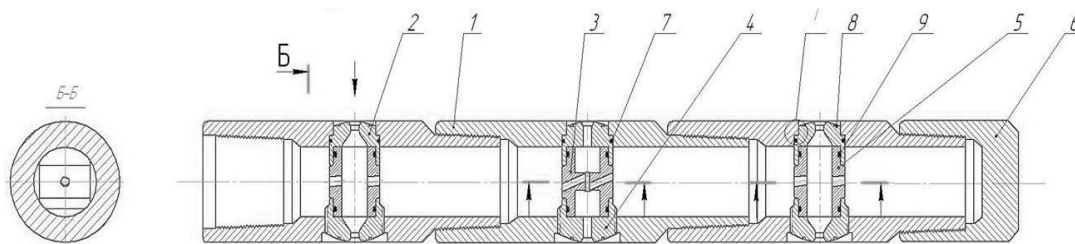


Рис.2. 1 – секция; 2 – насадка с торцевым уплотнением; 3 – вихревая камера прямооточного цилиндрического типа; 4 – насадка с резьбовым уплотнением; 5 - вихревая камера; 6 - заглушка; 7, 9 – уплотнения; 8 – отверстие под ключ

Сопла и диффузоры, используемые в устройстве, имеют различные гидравлические характеристики (рис.3).

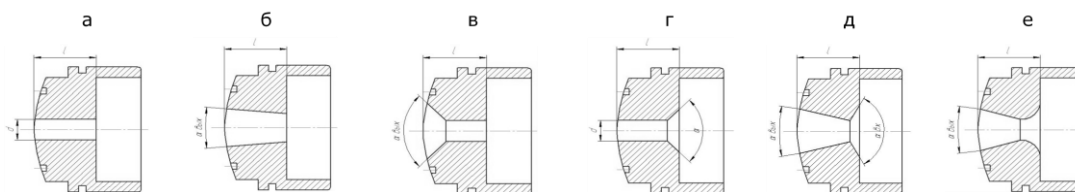


Рис. 3. а – цилиндрический; б – конический расходящийся ($\alpha_{\text{вых}} \leq 15^\circ$); в – цилиндрический с коническим выходом ($\alpha_{\text{вых}} \leq 45^\circ$); г – цилиндрический с коническим входом ($\alpha_{\text{вх}} \geq 45^\circ$); д – в виде трубки Вентури ($\alpha_{\text{вх}} \geq 15^\circ$, $\alpha_{\text{вых}} \leq 140^\circ$); е – в виде трубки Вентури с коноидальным входом ($\alpha_{\text{вх}} \geq 15^\circ$, $\alpha_{\text{вых}} \leq 140^\circ$)

Так же был проведен расчет конструктивных элементов устройства на прочность с использованием программного средства «ANSYS», при условии, что рабочее давление составляет 350 атм., который показал, что напряжения не превышают значения $9 \cdot 10^{10}$ Па, что соответствует работе в нормальном режиме даже при изготовлении деталей из марки стали Ст-3 (рис.5, рис.6).

По итогам исследований было разработано гидромониторное устройство для воздействия на призабойную зону продуктивного пласта, работающее от потока жидкости, проходящего через него. В устройстве реализуется в качестве основного конструктивного элемента – коноидальные и цилиндрические насадки, а в качестве вспомогательных: элементы для ускорения потока жидкости посредством завихрения и увеличения степени кавитации – тангенциально-направленные каналы; элементы для ускорения потока жидкости посредством снижения гидравлических сопротивлений – эллиптические кромки входа, плавное сопряжение конического и цилиндрического участков проточного канала; элементы для получения пульсирующей струи – сужения в проточном канале, обеспечивающие схлопывание кавитационных пузырьков посредством повышения давления. Устройство позволяет совмещать физическое и химическое воздействие на пласты. Расчеты основных конструктивных элементов, выполненных в программе «ANSIS» позволили установить наиболее напряженные участки рассматриваемых деталей оборудования. Расчеты показали: для камеры с тангенциальным вводом наиболее напряжены участки являются тангенциальные каналы, однако развиваемые напряжения не приводят к разрушению при использовании сталей низкой прочности, например Ст-3, для насадок – критическим является острая кромка, которая будет разрушаться при использовании материалов и с низкой прочностью, для данного элемента необходимо использовать легированные стали, примером может послужить марка 40X.

Литература

1. Алемасов В.Е., Кравцов Я.И., Буторин Э.И. и др. Гидромеханический осциллятор как устройство для возбуждения колебаний давления в потоке жидкости, нагнетаемой в пласт // Интервал №1 – М., 2002.– №1 – С.67-69.
2. Горбачев Ю.И., Кузнецов О.Л., Рафиков Р.С., Печков А.А. Физические основы акустического метода воздействия на коллекторы // Геофизика – М., 1998 – № 4. – С.5-9.
3. Логинов, Б.Г., Малышев Л.Г., Ш.С. Гарифуллин. Руководство по кислотным обработкам скважин. – М.: Недра, 1966.
4. Музипов Х. Н., Алтунин А. Е., Савиных Ю. А., Медведев Ю. А. Использование акустических преобразователей шума для повышения производительности скважин //Автоматиз., телемеханиз. и связь в нефт. пром-сти. – М., 2003. – № 9. – 9-11 с. – Рус.
5. Муфазалов Р. Ш., Климов Т. В., Зарипов Р. К., Манырин В. Н., Гайсин Р. Ф., Климова Л. Р. Скважинный гидроакустический генератор (варианты): Пат. 2186961 Россия, МПК⁷ Е 21 В 43/25; - N 2000105293/03; Заявл. 06.03.2000; Оpubл. 10.08.2002
6. Неретин В.Д., Юдин В.А. Результаты экспериментального изучения влияния акустического воздействия на процессы фильтрации в насыщенных пористых средах // Вопросы нелинейной геофизики, – М.: ВНИИЯГГ, 1981 – С.132-137.
7. Пирашвили Ш.А., Поляев В.М., Сергеев М.Н. Вихревой эффект. Эксперимент, теория, технические решения / Под ред. Леонтьева.- М.: УНПЦ «Энергомаш», 2000. – 412 с.

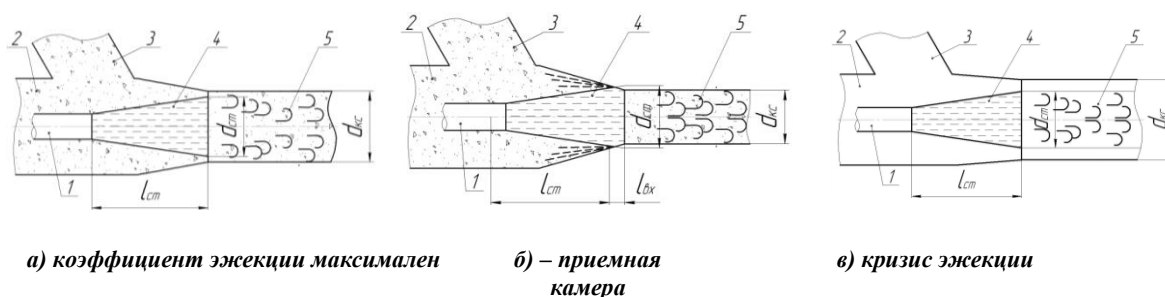
КРИЗИС ЭЖЕКЦИИ НИЗКОДАВЛЯЮЩИХ СТРУЙНЫХ АППАРАТОВ В ПРОЦЕССАХ
ПРИГОТОВЛЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

И.А. Пахлян

Научный руководитель профессор Ю.М. Проселков
Армавирский механико-технологический институт (филиал) Кубанского государственного
технологического университета, г. Краснодар, Россия

В процессах приготовления буровых растворов струйные аппараты задействованы в качестве смесителей компонентов раствора, а именно жидкости затворения и порошкообразных материалов. По сравнению с другими устройствами аналогичного функционального назначения они просты и надежны, технологичны и должны проектироваться для условий обеспечения потребного расхода рабочей жидкости и максимального коэффициента эжекции. Получение максимальных коэффициентов эжекции возможно за счет увеличения диаметра камеры смешения, повышения давления на рабочей насадке струйного аппарата, распыления струи рабочей жидкости. Но без теоретических и экспериментальных обоснований конструктивных элементов низконапорного струйного аппарата, используемого в процессах приготовления буровых растворов, его эффективная работа не возможна так как существует реальная угроза наступления кризиса эжекции, при котором подача порошкообразного материала будет полностью прекращена. Ряд исследователей [2,4] предпринимали попытки для обоснования геометрических размеров проточной части струйных аппаратов, работающих с многофазными потоками, но нет обоснования геометрических размеров для исключения кризиса эжекции, когда эжектируемой средой выступает смесь воздуха и порошкообразного материала, а эффективным коэффициентом эжекции является коэффициент подмешивания по порошкообразному материалу. Кроме того, рабочее давление питательного насоса струйного аппарата, работающего в технологических процессах приготовления буровых растворов, не превышает 0,5 МПа.

Теоретически процесс истечения струи из рабочей насадки представлен на рисунке 1. Расширяющаяся струя должна вписываться в камеру смешения. При приблизительном равенстве самого широкого диаметра струи $d_{ст}$ и камеры смешения $d_{кс}$ происходит гидрозатвор в камере смешения который создает глубокий вакуум и максимальный коэффициент эжекции пассивного потока (рис. 1а)



а) коэффициент эжекции максимален б) – приемная камера
в) кризис эжекции

Рис. 1. Принципиальная схема работы струйного аппарата. 1 – рабочая насадка; 2 – приемная камера; 3 – всасывающий патрубок; 4 – струя рабочей жидкости; 5 – камера смешения

На рисунке 1, б) представлена схема, демонстрирующая процесс, когда струя не списывается в камеру смешения, потому что $d_{ст} > d_{кс}$. В этом случае струя отражается от стенок переходного конуса в камеру смешения и разбрызгивается в обратном направлении, что приводит к намоканию и налипанию порошкообразного материала в приемном патрубке и приемной камере. Проходное сечение пневмотранспорта уменьшается, следовательно, уменьшится и коэффициент эжекции по порошкообразному материалу, наступает кризис эжекции.

Если диаметр струи $d_{ст}$ намного меньше диаметра камеры смешения $d_{кс}$, как показано на рисунке 1 в), то струя проходит внутри камеры смешения, не касаясь ее стенок. Такой процесс самый худший из всех демонстрируемых. При $d_{ст} < d_{кс}$ приемная камера сообщается с атмосферой через выкид смесителя, пневмотранспорт сыпучего материала прекращается, наступает кризис эжекции.

Для определения геометрических размеров проточной части низконапорного струйного аппарата, определяющих условия эффективной работы, а также условия наступления кризиса эжекции, были выполнены модельные экспериментальные исследования [3].

После обработки экспериментальных данных строились зависимости коэффициента эжекции от основного геометрического параметра при различном значении рабочего давления на насадке (рисунок 2).

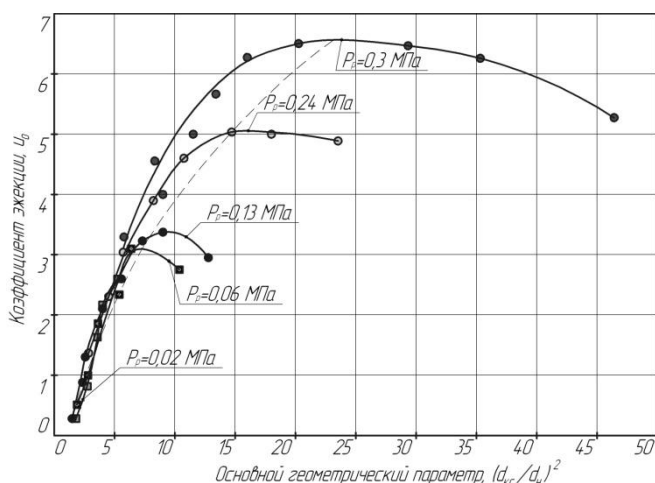


Рис. 2. Зависимости коэффициента эжекции u_e от геометрического параметра $(d_{кc}/d_n)^2$ при различном давлении рабочей жидкости на насадке p_p

Зависимость коэффициента эжекции от $d_{кc}/d_n$ примерно прямолинейная, однако по достижении конкретного давления наступает кризис эжекции, т.е. несмотря на увеличение $d_{кc}/d_n$ коэффициент эжекции u_e после некоторой стабилизации уменьшается. Так при избыточном давлении 0,06 МПа кризис эжекции наступает при отношении $(d_{кc}/d_n)^2$ равном 7,5. Струя рабочей жидкости, выходящая из насадки диаметром d_n , не создает герметичного гидравлического поршня в камере смешения ($d_{кc}^2 = 7,5d_n^2$).

Через выкид струйного аппарата приемная камера контактирует с атмосферой. Процесс эжекции через всасывающий патрубок снижается, а при проектировании еще большего отношения $(d_{кc}/d_n)^2$ полностью прекращается.

Установим аналитически процесс наступления кризиса эжекции для различных значений основного геометрического параметра $(d_{кc}/d_n)^2$ в зависимости от давления перед насадкой p_p . Для этого по графику на рисунке 2 выделим значения для каждой кривой, соответствующие условию кризиса, и обработанную зависимость в виде полинома второй степени представим на рисунке 3.

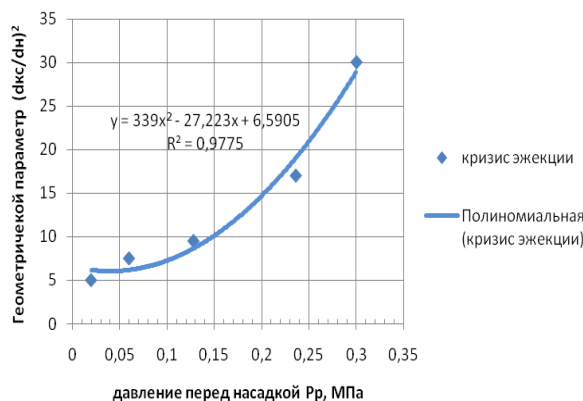


Рис. 3 Зависимость основного геометрического параметра $(d_{кc}/d_n)^2$, соответствующего кризису эжекции от значения давления перед насадкой p_p

Следовательно, при проектировании основного геометрического размера низконапорного струйного аппарата: отношения диаметра камеры смешения к диаметру насадки $d_{кc}/d_n$, необходимо руководствоваться условием исключения возникновения кризиса эжекции при планируемой рабочей давлении перед насадкой. Значение $d_{кc}/d_n$ при заданном значении давления перед насадкой можно определить по уравнению линии тренда:

$$(d_{кc}/d_n)^2 = 339p_p^2 - 27,223p_p + 6,5905 \quad (1)$$

По результатам выполненных исследований разработана, внедрена конструкция струйного аппарата [1], эффективно работающего с насосом низкого давления (до 0,35 МПа) в технологических процессах приготовления буровых растворов.

Литература

1. Заявка на изобретение № 2010124212. Гидроэжекторный смеситель / Авт. изобрет. Проселков Ю.М., Пахлян И.А. Дата поступления: 11.06.2010. Опубликовано 20.12.2011 г
2. Мищенко В.И., Кортуннов А.В. Приготовление, очистка и дегазация буровых растворов – Краснодар: Из-во «Арт Пресс», 2008. – 336 с.
3. Проселков Ю.М., Пахлян И.А. О модернизации гидроэжекторных смесителей на основе модельных исследований // «Нефтяное хозяйство». – М., 2010. – № 4. – 115 -119 с.
4. Спиридонов Е.К. Теоретические основы расчета и проектирования жидкостно-газовых струйных насосов: Дисс. докт. техн. наук. – Челябинск, 1996.

ГАЗОСЕПАРАТОРЫ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ С ГЕЛИКОИДАЛЬНЫМ ШНЕКОМ**А.В. Сенькин**

Научный руководитель профессор С.Н. Пещеренко
*Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
г. Пермь, Россия*

Наличие свободного газа в откачиваемой жидкости значительно сказывается на характеристике центробежного насоса. При большом количестве свободного газа происходит срыв подачи. Широко распространенным способом снижения вредного влияния газа на работу ЭЦН является использование газосепараторов. В самом принципе работы газосепаратора заложен главный недостаток этого устройства – за счет центробежных сил не только отделяется газ от жидкости, но и твердые частицы отбрасываются к стенкам защитной гильзы. Там частицы захватываются вихрями, всегда имеющимися в газосепараторах традиционной конструкции со шнеком постоянного шага и кавернообразующим колесом. Вихри повышают локальную концентрацию частиц в десятки раз, что ведет к быстрому износу защитной гильзы, вплоть до сквозного “перерезания” корпуса.

Поэтому была поставлена задача создать газосепаратор, который бы обладал высокой стойкостью к гидроабразивному износу и, в то же время, имел хорошие сепарационные свойства.

Такой газосепаратор был создан. Он состоит из корпуса, основания, головки-разделителя, вала, защитной гильзы и геликоидального шнека.

Газосепаратор с геликоидальным шнеком следует рассматривать скорее как новый тип газосепаратора. Геликоидальный шнек имеет переменный шаг, а его лопасти в меридиональном сечении (плоскостью проходящей через ось вращения) образуют с осью вращения постоянный или монотонно уменьшающийся от входа к выходу угол.

Геометрия проточных каналов оптимизируется так, чтобы минимизировать образование крупных вихрей (соизмеримых с шириной проточного канала) концентрация абразивных частиц в которых может в десятки раз превышать среднюю концентрацию. В таких условиях защитная гильза изнашивается равномерно по всей длине.

Лопастей сепарационного шнека наклонены так, что центробежные силы, возникающие при вращении, прижимают абразивные частицы к его лопастям. Силы трения между частицами и лопастями препятствуют их перемещению к корпусу газосепаратора.

Газосепараторы с геликоидальным шнеком прошли весь цикл испытаний на стендах, и опытно-промышленные испытания.

Коэффициент сепарации нового газосепаратора, полученный при испытании на газожидкостной смеси на стенде, сопоставим с серийным и равен в среднем – 0,8.

Испытания на гидроабразивный износ выявили его высокую надежность. После 210 часов стендовых испытаний защитная гильза не имела сквозных отверстий, в отличие от гильзы газосепаратора традиционной конструкции, которая “перерезалась” через 90 часов испытаний. Уже после 120 часов испытаний износ гильзы нового газосепаратора практически прекратился. Толщина гильзы в самом тонком месте составила 40% от начальной, и далее не изменялась. Новый газосепаратор имеет конструкцию, не подверженную “перерезанию”.

Таким образом, сепарационные характеристики газосепаратора с геликоидальным шнеком сопоставимы с серийным, но в то же время он обладает повышенной абразивной стойкостью. Помимо этого, новый газосепаратор имеет меньшую длину, что обеспечивает меньшую металлоемкость.

**СОВРЕМЕННЫЕ ЭЛЕКТРОПРИВОДЫ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ ТРУБОПРОВОДНОГО
ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА****М.А. Филимоненко**

Научный руководитель доцент А.В. Шадрин
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

При эксплуатации любого трубопровода невозможно обойтись без промышленной арматуры, которая предназначена для управления потоками перемещаемой среды.

К арматуре запорного типа относятся такие элементы как задвижки, краны и вентили. Благодаря небольшому гидравлическому сопротивлению в открытом положении и высокой герметичности в закрытом, наиболее широко на магистральных трубопроводах применяются задвижки. Они используются как на линейной

части для оперативного перекрытия участка трубопровода при ремонте или аварии, так и на нефтеперекачивающих станциях для распределения нефтепродуктов между резервуарами и нефтепроводами.[2]

Необходимость организации дистанционного контроля и требования эксплуатации во взрывоопасной зоне обуславливают применение для управления запорной арматурой именно электропривод.

Электропривод — это электромеханическая система для приведения в движение исполнительных механизмов рабочих машин и управления этим движением в целях осуществления технологического процесса.[3]

Главной задачей электропривода является преобразование электрической энергии в механическую энергию вращательного или поступательного движения рабочего механизма. Принципиальная схема устройства электропривода показана на рисунке.

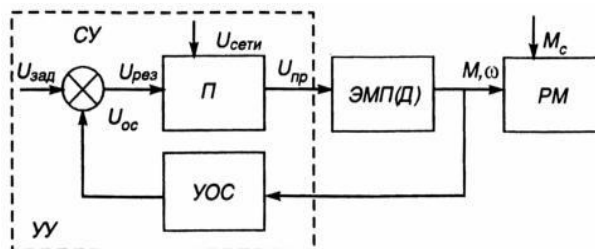


Рис. 1 Принципиальная схема устройства электропривода

В общем случае электропривод включает преобразователь (П), электромеханический преобразователь (электродвигатель) (ЭМП(Д)), рабочий механизм (РМ), устройство обратной связи (УОС), суммирующий узел (СУ). Преобразователь, устройства обратной связи и суммирующий узел образуют устройство управления (УУ). В зависимости от типа электропривода в устройстве управления могут входить и другие элементы управления.

Преобразователь предназначен для преобразования напряжения сети $U_{сети}$ в напряжение $U_{пр}$ другой частоты и величины, напряжение той же частоты и переменной величины, постоянное напряжение, изменяющееся по величине, и др.

Это напряжение подается на электродвигатель, который, развивая на валу вращающий момент (M), непосредственно или через передаточное устройство приводит в движение рабочий механизм.

Устройство обратной связи служит для контроля, измерения и последующего учета регулируемой величины частоты вращения (ω). Суммирующий узел осуществляет функцию суммирования задающего напряжения $U_{зад}$ и напряжения обратной связи по частоте вращения или иной величине $U_{ос}$. Результирующее напряжение управления $U_{рез}$, равное разности между задающим напряжением и напряжением обратной связи, определяет выходные параметры преобразователя и, следовательно, скорость вращения двигателя.[3]

Основным требованием к электроприводу является обеспечение безопасной эксплуатации при минимальных расходах на установку и эксплуатацию электропривода, сбой и нарушение работы электропривода может привести к тяжелым экологическим и экономическим последствиям. В связи с этим при создании новых электроприводов решаются такие задачи как разработка высокопроизводительных, компактных и экономичных электроприводов, повышение их надежности (в том числе и программного обеспечения), а так же способности обеспечивать функционирование в различных эксплуатационных ситуациях.[8]

Современные конструкции электроприводов отражают результаты труда конструкторов и технологов многих компаний различных стран мира на протяжении нескольких десятилетий. Сейчас на Российском рынке присутствуют электроприводы для запорной арматуры как отечественных производителей – ЗАО «ПО «Тулаэлектропривод», «Уфимское приборостроительное производственное объединение», ЗАО «ТОМЗЭЛ», так и зарубежных, например, наибольших успехов добилась немецкая фирма AUMA, существующая уже более 30 лет, она является одним из мировых лидеров среди производителей электроприводов для трубопроводной арматуры.

Одним из ведущих отечественных производителей электроприводов для трубопроводной арматуры является Томский завод электроприводов (ЗАО «ТОМЗЭЛ»), который был образован в 1998 г. Этот завод создавался для решения стратегических задач ОАО «АК «Транснефть» по организации производства импортозаменяющего оборудования.

Сейчас «ТОМЗЭЛ» представляет собой современное машиностроительное предприятие, оснащенное высокоточным оборудованием ведущих станкостроительных фирм мира.

На 2012 г. запланировано выпустить около 2800 электроприводов для трубопроводной арматуры различных моделей и конфигураций, что на 300 единиц больше, чем в 2010 г.[13]

Томский завод электроприводов является одним из лидеров по качеству продукции. За 2010 г. на ЗАО «ТОМЗЭЛ» было произведено 2500 электроприводов, количество продукции с различными дефектами, обнаруженными в ходе эксплуатации, составило 12 штук: 6 случаев связаны с конструктивными недоработками, 4 случая являются следствием неправильной эксплуатации, и только 2 случая произошли по вине ЗАО «ТОМЗЭЛ».[13]

Благодаря высокой надежности и качеству своих изделий, Томский завод электроприводов становится одним из ведущих предприятий, производящих электроприводы для запорной арматуры, на рынке России.

В силу территориальной протяженности нашей страны роль магистрального трубопроводного транспорта углеводородов очень велика. Ни железная дорога, ни морские танкерные не решат проблем бесперебойных экспортных поставок нефти на рынки Европы, а в скором будущем и стран Азиатско-Тихоокеанского региона. Таким образом, обеспечение безопасности магистральных и межпромысловых нефтегазопроductопроводов имеет огромное значение для энергетической безопасности и экономики страны. С помощью современной трубопроводной арматуры, неотъемлемой частью которой являются электроприводы, возможно решать эти задачи, обеспечивая безаварийную и надежную работу газонефтепроводов.

В связи с развитием производства, вопрос выбора привода становится комплексным, требуя различных знаний о самих приводах, так и знаний о состоянии современного рынка приводов, арматуры и промышленных систем в целом.

Литература

1. Антропов А.Т. Интеллектуальные электроприводы промышленной трубопроводной арматуры. Особенности применения// Межотраслевой журнал «Арматуростроение» – М., 2011. – № 4 (73).
2. Васильев Г.Г., Коробков Г.Е., Коршак А.А. / под ред. Вайнштока С.М. Трубопроводный транспорт нефти. – М.: Издательство: Недра-Бизнесцентр, 2010.
3. Ключев В. И. Теория электропривода: учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 704 с.
4. Коршак А. А., Шаммазов А. М. Основы нефтегазового дела : Учебник – Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2002. – 544 с.
5. Крец В.Г., Рудаченко В.А., Шмурыгин В.А. Машины и оборудование газонефтепроводов: учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 328 с.
6. Можечков В.А. Общие тенденции развития электроприводов трубопроводной арматуры// Межотраслевой журнал «Арматуростроение». – М., 2009. – № 6 (63).
7. Мустафин Ф.М., Гумеров А.Г. Трубопроводная арматура. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002. – 204 с.
8. Филиппов Н.Г. О выборе электроприводов для запорной трубопроводной арматуры// Межотраслевой журнал «Арматуростроение». – М., 2006. – № (40).
9. Эпштейн И.И. Автоматизированный электропривод переменного тока – М.: Энергоиздат, 1982. – 192 с.
10. Закрытое акционерное общество «Тулаэлектропривод» – www.tulaprivod.ru.
11. Федеральное государственное унитарное предприятие «Уфимское приборостроительное производственное предприятие» – www.upro.ru.
12. Томский завод электроприводов – www.tomzel.ru.
13. Фондовые материалы ЗАО «ТОМЗЭЛ».
14. Закрытое акционерное общество «ЭЛЕСИ» – www.elesy.ru

ПРОБЛЕМА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПАРАМЕТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК

Д.Ф. Хасенова

Научный руководитель доцент В.Г.Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Учитывая тот факт, что общая протяженность, находящихся в эксплуатации стальных нефтегазопроductопроводов, на территории России приближается к одному миллиону километров (980 тысяч км), и при этом нефтегазотранспортная система России в настоящее время продолжает интенсивно развиваться, задача надежной и безопасной эксплуатации представляет первостепенное значение. В связи с этим было создано значительное количество систем обнаружения утечек из трубопроводов (СОУ). Физическая основа построения СОУ может быть различной. Перечень наиболее известных существующих методов обнаружения утечек приведен в таблице 1.

Наибольшее распространение в силу экономичности и минимального количества дополнительных измерительных устройств в настоящее время получили так называемые параметрические СОУ. Согласно РД-13.320.00-КТН-223-09 параметрическая система обнаружения утечек – это система обнаружения утечек, функционирующая на основе использования поступающих в систему диспетчерского контроля и управления (СДКУ) технологических данных о параметрах работы нефтепровода и применения математической модели нефтепровода для принятия решения о наличии утечки.

Наиболее простым методом данной группы является метод материального баланса, основанный на законе сохранения массы. Метод учитывает поправку, обусловленную колебаниями давления и температуры, которые вызывают изменение объема, измеряемого расходомером. То есть вводятся поправки на приращение плотности за счет изменения температуры и давления, а так же на приращение объема участка трубопровода, т.е.:

$$\Delta V = V_0 \left(\frac{\Delta T}{T_0} + \beta \Delta P \right) \quad (1)$$

где ΔT – изменение температуры; ΔP – изменение давления; β – коэффициент объемного расширения; V_0 – модуль упругости продукта; ρ_0 – плотность продукта при известной температуре;

$$\Delta V = V_0 \left(\frac{\Delta T}{T_0} + \beta \Delta P \right) \quad (2)$$

где ΔP – изменение давления; V_0 – модуль Юнга материала трубы; V – объем при известных параметрах.

$$(3)$$

где α – изменение температуры; β – коэффициент объемного расширения материала трубы.

Таблица 1

Методы обнаружения утечек из трубопроводов

	Обнаружение утечки по технологическим параметрам перекачки (с использованием средств АСУ ТП и КИП)	Обнаружение утечки на основе других физических параметров (с использованием дополнительных аппаратных средств)
Методы постоянного контроля	- Метод гидравлической локации утечки; - Метод сравнения расходов; - Метод сравнения скорости изменения расходов; - Метод материального баланса; - Метод отрицательных ударных волн;	- Волоконно-оптический метод (на основе решеток Брэгга); - Волоконно-оптический метода (на основе рефлектометрического принципа); - Метод акустической эмиссии;
Методы периодического контроля	- Метод гидравлических испытаний (опрессовка); - Метод дифференциальных давлений.	- Методы визуального контроля; - Акустический метод; - Радиоактивный метод; - Лазерный газоаналитический метод; - Ультразвуковой (зондовый) метод; - Методы внутритрубной инспекции; - Аэрокосмический мониторинг.

Точность метода зависит от погрешности расходомеров, при этом важна не абсолютная величина ошибки измерения, так как она компенсируется, а только относительная погрешность приборов (один относительно другого). Относительно погрешности определения изменения количества продукта в трубопроводе за счет изменения давления, то она зависит от точности измерения давления, т.е. от класса точности манометров.

Другим довольно распространенным методом в СОУ является метод гидравлической локации места утечки нефти или метод, заключающийся в анализе профиля давления (оценивается параметр ΔP). Измеряется манометрическое давление на концах двух специально выбранных базисных сегментах, находящихся вблизи перекачивающих станций. Если в некоторой точке возникает утечка, то линия гидравлического уклона становится ломаной. Однако данный метод основан на уравнении установившегося режима эксплуатации изотермического трубопровода, характеризуется низкой чувствительностью, ложным срабатываниям системы вследствие большей чувствительности алгоритма к изменениям площади проходного сечения трубопровода. Чтобы показать данную зависимость запишем уравнение Дарси-Вейсбаха:

$$\Delta P = \lambda \frac{L}{D} \frac{\rho v^2}{2} \tag{4}$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления; L – длина трубопровода; D – диаметр трубопровода; v – линейная скорость продукта; Q – объемный расход.

При этом формула для гидравлического уклона будет иметь вид:

$$\Delta P = \lambda \frac{L}{D} \frac{\rho Q^2}{2 \pi^2 D^5} \tag{5}$$

Для сравнения чувствительности данного метода в зависимости от производительности и изменения проходного сечения трубопровода возьмем следующие частные производные:

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial Q} = \lambda \frac{L}{D} \frac{\rho Q}{\pi^2 D^5} \tag{6}$$

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial D} = -5 \lambda \frac{L}{D^6} \frac{\rho Q^2}{2 \pi^2} \tag{7}$$

Далее приравниваем полученные приращения ΔP , в результате чего имеем:

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial Q} = -5 \frac{\partial \Delta P}{\partial D} \tag{8}$$

Таким образом, полученное уравнение показывает, что изменение диаметра проходного сечения трубопровода вызывает в 2,5 раза большее изменение гидравлического уклона, чем колебания объемного расхода.

Метод отрицательных волн давления (оценивается параметр ΔP) основан на явлении возникновения волны разряжения в момент появления утечки. Волны разряжения распространяются по обе стороны от места утечки и регистрируются аппаратурой. Точность метода сильно зависит от гидродинамических шумов в нефтепроводе, от величины утечки. Так же при разрывах сплошности потока или наличии газовых пузырей скорость распространения волны давления разряжения снижается, вследствие чего сигнал будет блокирован или будет нести недостоверную информацию.

Таким образом, можно сказать, что все существующие параметрические СОУ не лишены недостатков. Принимая во внимания современные требования безопасности, использование только лишь параметрических

СОУ компаниями, занимающимися транспортировкой нефти, газа и нефтепродуктов является недостаточным. Соответственно, главным требованием к СОУ является ее точность, обеспечиваемая комплексным подходом, т.е. использованием группы методов обнаружения утечек, основанных на различных физических принципах, причем методов как периодического, так и непрерывного контроля.

Литература

1. Нефть и газ. Мировая история/ Мазур И., Любов А. – М.: Земля и человек, 2004. – 896 с.
2. Кутуков С.Е. Информационно-аналитические системы магистральных трубопроводов. - М.:СИП РИА, 2002. – 324 с.
3. Трубопроводный транспорт нефти/С.М. Вайншток, В.В.Новоселов, А.Д.Прохоров, А.М. Шаммазов и др.; Под ред. С.М.Вайнштока: Учеб. Для вузов: в 2 т. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – Т.2. - 621 с.
4. РД-13.320.00-КТН-223-09 «Системы обнаружения утечек комбинированного типа на магистральных нефтепроводах. Общее техническое задание на проектирование, изготовление и ввод в эксплуатацию».
5. Материалы сайта <http://leakdetection.ru/>.

ВЫБОР НАСОСНЫХ ШТАНГ ДЛЯ УСТАНОВКИ ШТАНГОВОГО СКВАЖИНОГО НАСОСА Донг Ван Хоанг

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Насосные штанги – это важная часть установки штанговых скважинных насосов (УШСН), являющаяся соединительным звеном между наземным индивидуальным приводом и скважинным насосом и предназначены для передачи возвратно–поступательного движения плунжеру насоса. С развитием техники и технологии расширились функции и появились новые конструкции насосных штанг. В настоящее время имеется несколько конструкций стальных сплошных и полых насосных штанг (ШН) и новых конструкций – стеклопластиковых штанг. От выбора вида ШН во многом зависит надежность работы УШСН. В данной работе для конкретных условий добычи нефти рассматриваются обычные стальные сплошные насосные штанги по ГОСТ 13877-80 и стеклопластиковые по ГОСТ Р 51161-98 (Рис.1).



Рис. 1. Стеклопластиковая насосная штанга

Приняты следующие условия: диаметр штангового насоса $D_{пл} = 38\text{мм}$; глубина спуска насоса - 1870м; динамический уровень – 1800м; плотность жидкости - 880 кг/м^3 ; буферное давление 0,5 МПа; параметры стальных штанг: $d_{ш1} = 19\text{ мм}$, $L_{ш1} = 1310\text{мм}$, $d_{ш2} = 22\text{мм}$, $L_{ш2} = 560\text{мм}$.

Решение. Расчет ведем по методике [1] для станка-качалки СКДР 8-3.

В результате решения получено следующее:

- Параметр Коши $\mu = 0,462$.
- Статическое давление жидкости над плунжером $P_{ст} = 16,1\text{МПа}$
- Давление под плунжером $P_0 = 0,604\text{МПа}$
- Перепад давления над плунжером $\Delta P = 16,695\text{МПа}$
- Кинематический показатель совершенства СКДР $m_{ср} = 1,87$
- Амплитуда напряжения цикла для нижней секции диаметром 19мм $\sigma_{a1} = 90,28\text{МПа}$
- Среднее напряжение в штангах нижней секции диаметром 19мм $\sigma_{ср1} = 129,97\text{МПа}$
- Максимальное напряжение $\sigma_{max1} = 218,25\text{МПа}$
- Приведенное напряжение $\sigma_{пр1} = 140,37\text{МПа}$

Для верхней секции диаметром 22мм эти показатели составят: $\sigma_{a2} = 67,3\text{МПа}$; $\sigma_{ср2} = 133,7\text{МПа}$; $\sigma_{max2} = 201,6\text{МПа}$; $\sigma_{пр2} = 116,38\text{МПа}$.

Расчеты показывают что в данном случае для штанг диаметром 19 и 22мм подходит сталь 15НЗМА, имеющая $\sigma_{пр} = 170\text{МПа}$ для некоррозионных условий. Запас прочности по $\sigma_{пр}$ равен: $\eta = \frac{170}{140,37} = 1,21$.

Для этих условий вес стеклопластиковых штанг приближенно составит: $4,5/3 = 1,5\text{ т}$. Из расчета проведенного по методике [1] полезная мощность электродвигателя станка-качалки составит 10,07 кВт, потребляемая мощность с применением стальных штанг составит: $N_{уст} = \frac{10,07}{0,865} = 11,65\text{ кВт}$.

В случае применения компоновки из стеклопластиковых штанг снизится мощность электропривода станка-качалки. Экономия электроэнергии по данным опытно-промышленных испытаний на месторождениях ОАО

«Удмуртнефть» составляет более 1 кВт/ч на одну установку [2]. По данным испытания стеклопластиковых штанг на предприятиях «Укрнефть» расход электроэнергии, потребляемой насосами снижается на 25-30% [3], т.е. в нашем случае составит 8-9 кВт.

Кроме этого применение стеклопластиковых насосных штанг позволяет:

- Снизить максимальную нагрузку на головку балансира при ходе вверх штанговой колонны;
- Углубить подвеску ШСН до 2500 метров;
- Снизить амплитудные и динамические нагрузки;
- Уменьшить влияние коррозионной среды и АСПО;
- Уменьшить энергоёмкость наземного оборудования;
- Увеличить подачу.

Таким образом, в данном случае стеклопластиковые насосные штанги имеют явные преимущества по сравнению с обычными стальными в рассмотренных условиях.

Литература

1. Расчет машин и оборудования для добычи нефти и газа: учеб. прак. Способ. / А.И. Снарев. – изд.3-е, доп.- Москва: Инфра-Инженерия, 2010. – 232 с.
2. Донг Ван Хоанг. Конструкции насосных штанг для добычи нефти и газа // Проблемы геологии и основания недр: Труды XV международного симпозиума имени академика М.А. Усова. – Томск. Изд-во Томского политехнического университета, 2011, – т.2 – С.274-275.
3. <http://promtk.com/catalog/petroleum/shtanga>.
4. <http://www.stekloplastic.narod.ru/shtanga.html>.

ЗАПОРНЫЕ УСТРОЙСТВА ДЛЯ ГАЗОПРОВОДОВ

Донг Ван Хоанг

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Запорная арматура является неотъемлемой частью трубопроводных систем. Ряд недостатков традиционных типов запорной арматуры обусловил появление тенденции вытеснения традиционной клиновой задвижки шаровыми кранами. Российская арматурная промышленность, обеспечивая потребности приоритетной нефтегазовой отрасли, освоила производство шаровых кранов, аналогичных импортным (Диаметр Ду от 50 до 1400 мм).

По данным (И.П. Иозус, 2011г) в настоящее время имеется около 50 Российских предприятий, выпускающих запорную арматуру. Из существующих производителей кранов шаровых только несколько заводов-изготовителей имеют всю необходимую разрешительную документацию и включены в реестр оборудования, технические условия которого соответствуют техническим требованиям ОАО «Газпром».



Рис. 1. Шаровый кран ЗАО «Тяжпромарматура»

Рассмотрим краны шаровые, производимые основными Российскими заводами.

В таблице 1 приведены основные характеристики шаровых кранов трех заводов-изготовителей. Кроме того имеются конструктивные особенности кранов ОАО «Тяжпромарматура», г. Алексин:

- Корпус крана состоит из двух штампованных полукорпусов и имеет один разъем, что уменьшает вероятность утечки транспортируемой среды;
- Обладают низким коэффициентом гидравлического сопротивления;
- Имеют меньший вес по сравнению с шиберами задвижками;
- Уплотнение затвора выполнено из эластомерного материала, обладающего высокой износо- и эрозионностойкостью;
- Высокая герметичность затвора обеспечивается постоянным поджатием обоих седел к пробке;
- Затвор выполнен по схеме «пробка в опорах» с применением подшипников из металлофторопласта, облегчающего управление краном;

- Привод имеет ручной дублер.

Каждый завод совершенствует свою продукцию с целью повышения ее надежности по направлениям: совершенствование конструкций, применение современных материалов и антикоррозионных покрытий, совершенствование приводов и др., что, в конечном счете, будет способствовать повышению надежности отечественной запорной арматуры.

Таблица 1

Предприятия	Условный диаметр D_y (мм), условное давление P_y (МПа)	Вид установки	Управление	Средний срок службы, лет	Примечания
ЗАО «Тяжпромарматура», г.Алексин	50-1400мм, 1,6-16МПа	Наземная и подземная	- Ручное - Пнемогидропривод - Электропривод - Электрогидропривод (самостоятельное производство)	Не менее 30 лет	Шаровые краны прошли испытания на сейсмостойкость до 9 баллов по шкале MSK-64, на огнестойкость по стандарту API 6 FA, а также испытания на эксплуатацию при температуре окружающей среды - 60°C
ОАО «Пензтяжпромарматура»	10-1400мм, 1,6-16МПа	Наземная и подземная	- Ручное - Пнемогидропривод - Электропривод	33	Цельносварная конструкция корпуса, полнопроходность шаровых кранов; имеются ограничители поворота; пробки оборудованы системой принудительного подвода уплотнительной смазки и другие.
ОАО «Волгограднефтемаш»	10-1400мм, 8-16МПа	Наземная и подземная	- Ручное - Пнемогидропривод - Электропривод	30	Освоен выпуск шаровых кранов D_y : 300, 700, 1000мм с пневмоприводом со струйным двигателем, обладающим повышенной надежностью

Литература

1. Мустафин Ф.М, Гумеров А.Г. Трубопроводная арматура. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002. – 204 с.
2. <http://www.aztpa.ru/rus/>.
3. <http://www.ptpa.ru/>.
4. <http://www.vnm.ru/>.

**МОДЕРНИЗАЦИЯ УПЛОТНЕНИЯ МНОГОСТУПЕНЧАТОГО ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА
ЦНС 300/300 С ПОМОЩЬЮ КОНЕЧНО-ЭЛЕМЕНТНОГО ПАКЕТА ANSYS**

А.В. Шаршон

Научный руководитель доцент К.В.Сызранцева

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Центробежные насосы самые распространенные, предназначены для подачи холодной или горячей чистой воды, агрессивных жидкостей, сточных вод, а также жидких смесей и вязких жидкостей. Принцип действия базируется на передаче кинетической энергии вращающегося рабочего колеса частицам вещества

между его лопастями. Под влиянием центробежной силы жидкость из зоны рабочего колеса подается в корпус насоса и далее, а на ее место поступает новая жидкость под действием давления воздуха. Таким образом, обеспечивается непрерывная работа насоса.

Подача жидкости или создание давления осуществляется вследствие вращения одного или нескольких рабочих колес. В результате действия рабочего колеса создается скоростной напор. Основное преобразование скоростного напора в пьезометрический осуществляется в коническом напорном патрубке.

Насосы ЦНС 300/300 (рабочая температура до 45°C) предназначены для перекачивания воды, имеющей водородный показатель pH 7-8,5, с массовой долей механических примесей не более 0,2%, размером твердых частиц не более 0,2 мм, микротвердостью не более 1,47 ГПа.

Опорами ротора насоса служат два подшипника, установленные в кронштейнах по скользящей посадке, позволяющей перемещаться ротору в осевом направлении на величину «разбега» ротора. Отверстия под подшипники в кронштейнах закрываются крышками, образующими камеры, в которые закладывается смазка для подшипников. Подшипниковые камеры уплотняются манжетами, установленными в крышках.

Манжеты производят из резины с металлическим сердечником для уплотнения валов, работающие в минеральных маслах, воде, дизельном топливе при избыточном давлении до 0,05 МПа, скорости 20 м/с и температуре от -60 до +170°C в зависимости от группы резины. Для насосов, которые перекачивают воду, изготавливают манжеты из бутадиен-нитрильного каучука I группы резины, шифр резины 7-ИРП-1068.

Основу сохранности и работоспособности подшипников составляет манжета. Недостаточная герметичность манжеты с валом приведет к попаданию перекачиваемой среды в камеру подшипника, тем самым нарушится смазка подшипника, и он выйдет из строя [3].

Напряженно-деформированное состояние таких геометрических тел, как манжета, может быть определено лишь с помощью численных методов теории упругости, таких, например, как метод конечных элементов. Среди существующих в настоящее время программных комплексов, реализующих метод конечных элементов, выбран наиболее универсальный пакет ANSYS, позволяющий решать различные физические задачи [1,2].

Цель данной работы: модернизация уплотнения многоступенчатого насоса ЦНС 300/300.

Геометрическая модель строилась в препроцессоре ANSYS. Вторым этапом было построение конечно-элементной сетки, аппроксимирующей конструкцию геометрической модели. Конечно-элементная модель представлена на рисунке 1.

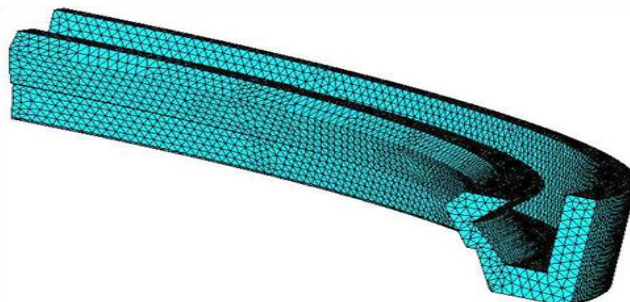


Рис. 1. Конечно-элементная модель манжеты

На третьем этапе приложены граничные условия: в месте крепления основания манжеты к корпусу и крышки подшипника указана жесткая заделка, позволяющая ограничивать перемещение элементов по всем осям. По плоскостям разреза заданы условия симметрии, позволяющие анализировать лишь $\frac{1}{4}$ часть манжеты. Нагрузки, действующие на манжету, были приложены на рабочую кромку манжеты. На поверхность, воспринимающую радиальные нагрузки приложено: 0,02 МПа.

В результате решения задачи была получена картина распределения суммарных перемещений рабочей части манжеты. Из картины суммарных перемещений (рисунок 2) видно, что исследуемая модель деформировалась под действием приложенного давления, величина максимального перемещения рабочей части манжеты составляет 1,517мм (практически примыкание к валу), что говорит о хорошей эластичности манжеты.

Проблема, существующая в использовании манжет, заключается в том, что из-за действия перекачиваемой среды на манжету, ее рабочая зона быстро теряет свою эластичность, что приводит к разгерметизации подшипниковой зоны, и как следствие - к остановке насоса, чтобы заменить манжету.

В данной работе предлагается модернизировать существующую манжету посредством установки в ее паз металлической пружины, что позволит повысить жесткость уплотнения и сохранит герметичность соединения. Картина суммарных перемещений предложенной конструкции изображена на рисунке 3, причем модернизированное уплотнение способно выдерживать более высокие нагрузки: до 0,054 МПа, сохраняя при этом свою работоспособность: максимальные эквивалентные напряжения по Мизесу не превышают 0,8 МПа.

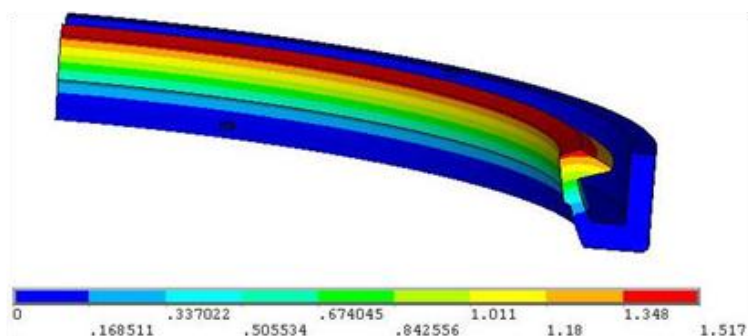


Рис. 2. Распределение суммарных перемещений манжеты

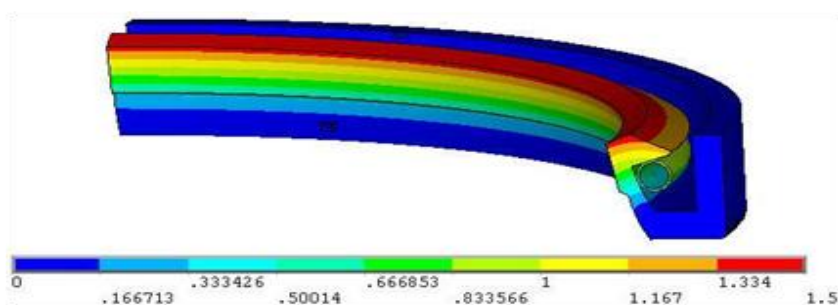


Рис. 3. Распределение суммарных перемещений модернизированной манжеты

Опыт, применения модернизированного уплотнения в ЦППН ОАО «Сургутнефтегаз», показал увеличение срока службы манжеты в 6 раз.

Автор выражает благодарность ООО "Делкам-Урал" за предоставленную возможность использования программного комплекса ANSYS в процессе подготовки материалов для данной работы.

Литература

1. Басов. К.А. ANSYS в примерах и задачах/ Под общ. Ред. Д.Г.Красовского. – М.: КомпьютерПресс, 2002. – 224 с.
2. Каплун А.Б., Морозов Е.М., Олферьева М.А. ANSYS в руках инженера: Практическое руководство. – М.: Едиториал УРСС, 2003. – 272 с.
3. Насосы ЦНС 300-120...600, Паспорт. Тула: Центр научно-технической информации, 1973. – 37 с.

АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ МАТЕМАТИЧЕСКОГО АППАРАТА ИСКУССТВЕННОЙ НЕЙРОННОЙ СЕТИ

С.С. Шубин, Т.Р. Салахов

Научный руководитель профессор В. У. Ямалиев

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г.Уфа, Россия

Для повышения эффективности разработки месторождений требуется снижение эксплуатационных и энергетических затрат на обслуживание и ремонт действующих скважин, сокращение непроизводительных простоев и предотвращение аварий подземного оборудования, обеспечение управляемости основных технологических установок, обеспечение экономичности всех процессов и оборудования.

Проведенный системный анализ технологического процесса добычи нефти показал, что для качественного повышения достоверности технического диагностирования необходимо создание и применение эффективных методов и алгоритмов обработки первичной информации, а также позволил выявить недостатки существующих способов сбора и обработки информации. Так для решения выше озвученных проблем предлагается рассмотреть систему, в основе которой лежат методы и технологии искусственных нейронных сетей (НС) и нейросетевого анализа.

Задача диагностики УЭЦН с использованием искусственных НС сводится к задаче классификации. При классификации состояний УЭЦН предлагается использовать комплекс НС, количество которых соответствует числу рассматриваемых классов технических состояний УЭЦН. На рисунке 1 представлена схема программного

блока системы диагностирования технического состояния УЭЦН. Отличительной особенностью от известных нейронных сетей, применяемых для анализа объектов нефтегазодобычи является использование отдельного классификатора на каждый вид неисправности УЭЦН.



Рис. 1. Схема системы нейросетевой классификации состояния ЭЦН

Непосредственно процесс классификации технического состояния УЭЦН заключается в следующем. Входные данные (показатели эксплуатации установки) поступают на систему диагностирования. Каждая обученная НС обрабатывает входящий сигнал и выдает один выход, ненулевое значение которого соответствует степени уверенности сети в присутствии соответствующей неисправности. Такой подход снижает требование к размеру обучающей выборки и, как следствие, дает существенный выигрыш во времени обучения нейронной сети. В итоге алгоритм распознавания состояний не зависит от их общего числа (рисунок 2).



Рис. 2. Алгоритм диагностирования УЭЦН

Каждая НС выдает заключение о вероятности наличия того класса технического состояния, на который она обучена, т.е. на выходе получаем набор вероятностей присутствия каждого класса технического состояния, соответствующих входному набору показателей эксплуатации (рисунок 3).

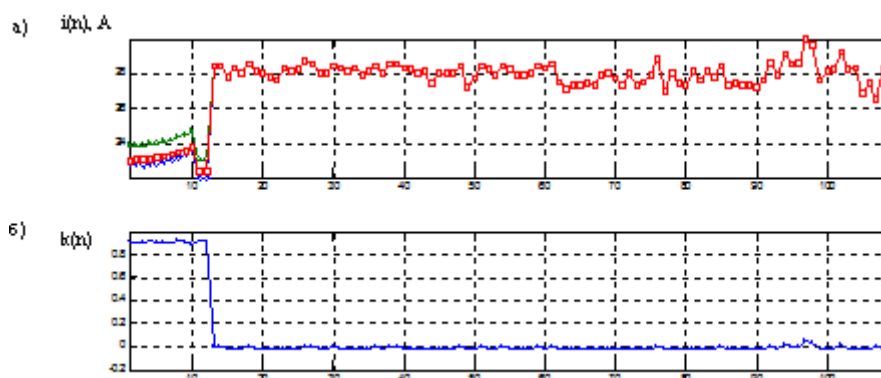


Рис. 3. Результат расчета нейронной сети: а) недогрузка ПЭД ($I_{\text{ном}} = 48.5\text{А}$) б) выход нейронной сети

Результат диагностирования выдается не только на выходе сети, ответственной за конкретную неисправность, но и на выходах других сетей. Это происходит из-за некоторой степени общности признаков неисправностей (можно отнести к разным неисправностям), из-за совместного влияния различных неисправностей на состояние УЭЦН, из-за необоснованного выбора установок (без учета корреляции неисправностей) (рисунок 4).

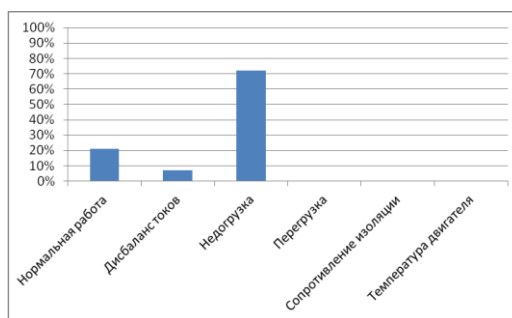


Рис. 4. Оценка точности алгоритма классификации технического состояния УЭЦН (подача на вход данных по недогрузу электродвигателя)

Таким образом, можно говорить о высокой эффективности разработанного алгоритма определения технического состояния УЭЦН с помощью нейронных сетей. Предложено использовать несколько нейросетевых классификаторов для идентификации состояния УЭЦН таким образом, что каждый из классификаторов распознает отдельный вид неисправности. Подобный подход позволяет увеличить точность идентификации технического состояний, а также дает возможность идентифицировать несколько одновременно присутствующих неисправностей УЭЦН.

Секция 16

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИКА НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ И НЕФТЕГАЗОХРАНИЛИЩ

ЭФФЕКТИВНОСТЬ МЕТОДОВ ЛИКВИДАЦИИ РАЗЛИВОВ НЕФТИ НА АКВАТОРИЯХ

Н.А. Антропова, Я.Е. Шефер

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Какими бы современными и высокотехнологичными не были методы добычи и транспортировки нефти, всегда остаётся вероятность аварийных ситуаций. В последнее время, в связи с общим резким ухудшением экологической обстановки на Земле, решение проблем защиты растительного и животного мира от техногенного воздействия становится одной из важнейших задач. Немаловажной составляющей этой проблемы является ликвидация последствий разливов нефти в результате аварийных ситуаций и попадания нефти и нефтепродуктов в водную среду.

По оценкам специалистов от 5 до 15 млн. тонн нефти ежегодно попадает в воду в результате аварий танкеров, при добыче нефти в шельфовых зонах, при нарушениях подводных и наземных нефтепроводов. По данным МЧС РФ только в России происходит от 20 до 30 тысяч больших и малых аварий в год, связанных с попаданием нефтепродуктов в гидросферу [3].

Актуальность темы обусловлена также тем, что в скором времени начнётся широкомасштабный промысел УВ на арктическом шельфе. Континентальный шельф Российской Федерации является крупнейшим в мире. Потенциальные Запасы углеводородного сырья шельфовой зоны морей, омывающих побережье нашего государства, составляют более 30 % начальных суммарных ресурсов (НСР) углеводородов, содержащихся в недрах Мирового океана. Основная часть российского шельфа приходится на арктические и дальневосточные моря. Недра российского шельфа арктических морей (за исключением Восточно-Сибирского и Чукотского) содержат более 75 % от НСР углеводородов, оцененных на шельфе всех морей страны. Как в замерзающих, так и в незамерзающих морях России весьма значительная и достаточно хорошо исследованная часть НСР углеводородов сосредоточена на участках шельфа с глубинами моря до 50 м. Перспективная площадь таких мелководных участков (исключая Охотское и Берингово моря) составляет 544 тыс. км², в том числе 491,7 тыс. км² в арктических морях [1].

При использовании танкерного флота для транспортировки нефти в сложных гидрометеорологических условиях создаётся риск возникновения аварий и, как следствие, экологических катастроф. При попадании нефтяных загрязнений в водные объекты экономический ущерб увеличивается в 20-60 раз (по сравнению с сушей) в силу уязвимости водных экосистем, ценности водных объектов и сложности ликвидационных мероприятий на акваториях [2].

Единственным экономически приемлемым способом борьбы с объективно предсказуемыми и неизбежно происходящими загрязнениями является наличие на потенциально опасных объектах природоохранных средств, находящихся в постоянной готовности к перемещению и применению, и персонала, способного эти средства применить. С этой целью на всех опасных производственных объектах составляют ПЛАРНЫ – планы по предупреждению и ликвидации нефтяных разливов, в которых определены технические средства и порядок действий в условиях чрезвычайной ситуации. Для их составления необходимо иметь данные по эффективности применения разных способов ликвидации нефтяных разливов. Реальное планирование основано на точной оценке возможностей и ограничений применяемых при этом способов.

Итак, целью моей работы является анализ эффективности методов и технических средств, применяемых при ликвидации нефтяных разливов на акваториях.

Согласно [3] существуют следующие методы ликвидации нефтяных разливов на водных акваториях: ручной, термический, физико-химический, механический и микробиологический. Механический сбор – нефть удерживается в зоне разлива с применением боновых заграждений или в естественных ловушках и удаляется с помощью нефтесборщиков либо сорбентов. Физико-химический метод заключается в применении химических реагентов для диспергирования разлившейся нефти. Сжигание или биологическая очистка нефтяного загрязнения применяются для разложения или рассеивания нефтяного пятна в толще воды. И, наконец, нефть удаляют с использованием обычных ручных инструментов, таких как ведра, лопаты или сети вручную.

В настоящее время нельзя сказать, какой способ является более эффективным, так как каждый из них имеет как преимущества, так и недостатки. Однако в литературе указывают на преимущество механического сбора с помощью нефтесборщиков и сорбентов.

На основе изученной информации нами был проведён количественный анализ эффективности методов ликвидации нефтяных разливов на водных акваториях. В ходе анализа методы ликвидации нефтяных разливов оценивались по следующим параметрам: полнота ликвидации разливов, сложность расходных материалов, необходимость применения специального оборудования, трудоемкость использования оборудования, доступность расходных материалов, экологическая безопасность применяемых материалов для окружающей среды, возможность вторичного использования материалов, сроки ликвидации нефтяных разливов, образование и выделение загрязняющих и токсических веществ в окружающую среду и необходимость применения дополнительных мер безопасности.

Вышеперечисленные параметры были определены на основе общих принципов экологической и экономической эффективности данного вида деятельности – ликвидации нефтяного разлива. Т.е. наиболее эффективная технология должна соответствовать современным требованиям – быть максимально доступной и удобной, экологически чистой и экономически целесообразной.

Параметры оценивались баллами от 1 до 10, причем если максимальный балл соответствует идеальной системе, то минимальный балл присваивался значению параметра, имеющему наихудшую величину. В результате экспертной оценки параметров методов ликвидации разливов (табл. 1) было подтверждено, что наиболее потенциально эффективными методами ликвидации разливов являются механическое удаление нефтесборщиками (55 балла) и сбор с помощью сорбентов (48 баллов).

Таблица 1

Эффективность методов ликвидации разливов нефти

Параметры	Методы ликвидации разливов нефти				
	Сжигание	Диспергирование	Сбор нефтесборщиками	Использование сорбентов	Затопление
Полнота ликвидации разливов	9	6	6	7	1
Сложность расходных материалов	5	3	6	3	3
Необходимость спец. оборудования	1	2	1	2	1
Трудоемкость использования оборудования	1	3	1	3	3
Доступность материалов	5	2	5	3	6
Экологическая безопасность	3	2	9	5	1
Возможность вторичного использования	1	1	5	5	1
Сроки ликвидации	9	1	6	3	8
Выделение токсических веществ	1	2	9	9	8
Необходимость дополнительных мер безопасности	1	1	7	9	7
Эффективность	36	23	55	49	39

Однако следует отметить, что полученные результаты характеризуют потенциальную эффективность. Реальная же эффективность определяется, во-первых, временным фактором. Для всех методов ликвидации разливов критическое значение имеет время. Как только нефть разливается на воде, она начинает растекаться, испаряться и превращаться в эмульсию. С течением времени разлитую нефть, как правило, становится все сложнее отслеживать, удерживать и извлекать или обрабатывать. Вследствие этого быстрая мобилизация и развертывание оборудования по ликвидации разливов нефти и специально обученного персонала имеет важное значение для эффективной ликвидации последствий разливов в целом.

На ликвидацию чрезвычайных ситуаций, связанных с разливами нефти и нефтепродуктов, влияют также климатические и метеорологические условия. Следует отметить, что процессы испарения и эмульгирования (насыщения пленки нефти водой) в арктических ледовых условиях значительно менее интенсивны. Следовательно, если в южных широтах разливы нефти в открытом море самоликвидируются в результате естественного диспергирования и биологического разложения, то в северных морях нефтяные загрязнения будут загрязнять всё большие территории. Следовательно, такие разливы требуют более пристального внимания и более тщательного сбора.

Все методы требуют постоянного слежения за нефтяным разливом для определения места разлива, его размера и состояния разлитой нефти с тем, чтобы выбрать и применить соответствующее оборудование и тактику ликвидации нефтяного разлива. Все методы также требуют материально-технического обеспечения для переброски оборудования и обученного персонала к месту нефтяного разлива, развертывания оборудования и последующей очистки оборудования от загрязнения после завершения операции по ликвидации разлива. Участники операции по ликвидации нефтяного разлива должны иметь возможность безопасного доступа в зону разлива для разворачивания оборудования. Организация доступа в зону нефтяного разлива часто представляет собой наибольшую проблему, особенно в удаленных районах.

Поскольку реальное планирование основано на точной оценке возможностей и ограничений применяемых способов ликвидации нефтяных разливов, необходимо всестороннее изучение существующих способов ликвидации нефтяных разливов на водных акваториях, а также создания новых методов и технологий применительно к северным морям.

Литература

1. Захаров Е.В. Состояние и перспективы выявления ресурсов УВ на мелководных шельфах арктических морей России. Технические решения для круглогодичного бурения разведочных и эксплуатационных скважин на мелководье арктических морей. – М., ИРЦ РАО «Газпром», 1995. – С. 3-10.

- Хаустов А.В., Редина М.М. Проблемы планирования и предупреждения аварийных ситуаций на нефтепроводах // Право и безопасность. – М., 2010. – №2(35). – С. 62 – 64.
- Чикина Н.С. Ликвидация разливов нефти и нефтепродуктов с использованием сорбента на основе пенополиуретана и отходов зерновых культур: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Казань, 2010. – 20 с.

ОЦЕНКА ТРЕЩИНОСТОЙКОСТИ СВАРНЫХ ШВОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ ДВУХОСНОГО НАГРУЖЕНИЯ

К.А. Вансович, Д.С. Бесеция

Омский государственный технический университет, г.Омск, Россия

Магистральные нефтепроводы в процессе эксплуатации подвергаются воздействию циклически изменяющихся нагрузок, то есть работают в условиях нестабильных режимов, что приводит к усталостным повреждениям. Предпусковые испытания трубопроводов проводят с целью определения качества построенного трубопровода и выявления возможных дефектов труб, в том числе заводских дефектов, к которым в частности относятся сварные соединения стальных труб.

Цель работы: разработка методики оценки трещиностойкости сварных швов магистральных трубопроводов в условиях двухосного нагружения.

Сварные соединения испытывают сложные нагрузки в процессе транспортировки труб, строительства и эксплуатации трубопроводов. По скорости приложения и продолжительности воздействия нагрузки разделяют на статические, ударные и циклические.

В исследовательской работе были рассмотрены статические и циклические нагрузки в магистральных трубопроводах. Статические нагрузки являются постоянными и вызваны давлением перекачиваемого продукта, но могут быть и повторно-статическими при остановках и последующих запусках компрессорных станций. Циклические нагрузки имеют место в процессе эксплуатации нефтепроводов вследствие периодического изменения рабочего давления, а также при транспортировке труб и трубных плетей (особенно в условиях бездорожья), при ветровых нагрузках надземных участков газопроводов и вблизи компрессорных станций. В трубах и трубопроводах указанные нагрузки действуют при температуре до — 60 °С при строительстве и до — 15 °С при эксплуатации [1].

Под действием статических и циклических нагрузок в сварных швах магистрального трубопровода могут развиваться трещины. Из-за наличия трещины прочность конструкции уменьшается; она меньше, чем исходная прочность, на которую была рассчитана. Прочность конструкции уменьшается с ростом размера трещины. Через некоторое время прочность настолько уменьшается, что конструкция уже не будет способна выдержать случайные высокие нагрузки, которые могут возникнуть при эксплуатации. С этого момента конструкция легко разрушается. Если такие случайные высокие нагрузки не возникают, то трещина продолжает расти до тех пор, пока прочность не становится столь низкой, что разрушение происходит при нормальных эксплуатационных нагрузках. Многие конструкции рассчитывают на такие эксплуатационные нагрузки, которые достаточно велики, чтобы породить трещины, особенно когда имеются раковины или концентраторы напряжений [1].

В общем случае трещину можно описать тремя типами [2]. Наиболее важное значение в технике имеет трещина типа I, исследованием которой ограничивается данная работа.

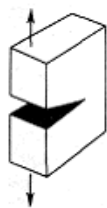


Рис. 1. Трещина типа разрыв

В данной работе исследуется стабильный рост трещины.

Поле напряженности в сварном шве характеризуется коэффициентом интенсивности напряжений K_I :

$$K = \sigma \cdot \sqrt{\pi \cdot a}; \quad (1)$$

При нагружении скорость роста усталостных трещин типа «разрыв» описывается формулой Пэрриса:

$$\frac{da}{dN} = C \cdot \Delta K_I^n, \quad (2)$$

где C , n – механические характеристики материала; a – размер трещины; N – число циклов нагружения; K_I – коэффициент интенсивности напряжений.

Для исследования развития поверхностных трещин стальных магистральных трубопроводов использовалась методика с введением критерия, определяющего скорость роста усталостных трещин, развивающихся по типу нормального отрыва на стадии стабильного роста при двухосном нагружении [3].

Степень двухосности напряжённого состояния λ :

$$\lambda = \frac{\sigma_{np}}{\sigma_{кц}}. \quad (3)$$

Испытания проводятся на универсальной разрывной машине ГРМ-1 усилием до 500 кН с пульсатором на 250 кН, предназначенной для статических и динамических испытаний металлов и других материалов на растяжение, сжатие, изгиб и загиб вплотную.

Испытания проводятся на образце крестообразной формы с толщиной средней части 10 мм, полученным путём сваривания двух половин образца (рис. 2). Тип сварки - автоматическая сварка под флюсом. На одну сторону сварного шва рабочей части образца наносился концентратор напряжений, от которого в процессе усталостного испытания зарождалась поверхностная трещина.

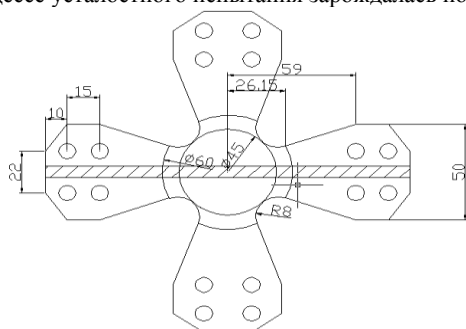


Рис. 2. Образец для двухосных испытаний.

Таким образом, критерий ΔK_I^n позволяет, по мере накопления данных, результатов испытаний, проведенных в условиях двухосного нагружения, использовать его для определения скорости роста трещины.

По данным проведенных экспериментов на разрывной машине ГРМ-1 построена диаграмма испытания образцов. Установлено, что зависимость между скоростью роста трещин и коэффициентом интенсивности напряжений можно представить в виде, аналогичном формуле Пэриса:

$$\frac{da}{dN} = C \sqrt{1+k\lambda} \cdot \Delta K_I^n.$$

(4)

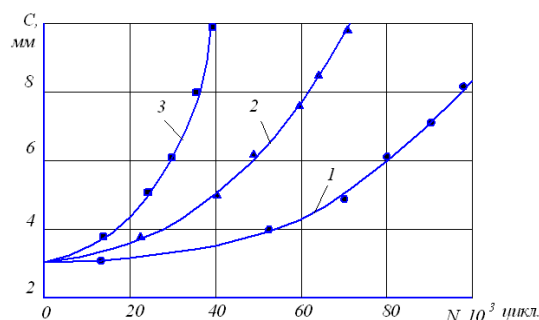


Рис. 3. Влияние способа нагружения на рост усталостных трещин; 1 – двухосное растяжение; 2 – одноосное растяжение; 3 – растяжение – сжатие.

Литература

1. Анучкин М.П., Горицкий В.Н., Мирошниченко Б.И. Трубы для магистральных трубопроводов.– М.: Недра, 1986.– 231с.
2. Броек Д. Основы механики разрушения.– М.: Высшая школа, 1980. – 368 с.
3. Вансович К.А., Карасев А.В. К вопросу об исследовании кинетики роста трещин при двухосном нагружении. Вопросы динамики и прочности машиностроения.– Омск, 1983.
4. Мазур И.И., Иванцов О.М. Безопасность трубопроводных систем. – М.: ЕЛИМА, 2004.

ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА НА ГАЗОКОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЯХ

О.В. Вертинская

Научный руководитель: доцент А.В. Рудаченко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи с изменением Минэнерго требований по переходу на 95–процентную утилизацию попутного нефтяного газа с 2012 года, стала актуальной проблема оптимизации газотранспортной системы ООО «РН-Сахалинморнефтегаз» и ОАО «НК «Роснефть» в целом.

В настоящее время на многих объектах транспорта газа существует проблема утилизации попутного нефтяного газа. По большей части она решается как с помощью использования существующих компрессорных станций, так и введением новых объектов компримирования газа. Однако существующие газоконпрессорные станции, как правило, рассчитаны на параметры, которые по большей части отличны от требуемых условий эксплуатации. Например, газоконпрессорная станция «Монги», расположенная на территории Сахалинской области, долгое время являлась ключевым звеном газлифтной системы нефтяных скважин месторождения «Монги» и была предназначена для выработки газа высокого давления (до 76 атм) и подачи его в сеть трубопроводов, подводящих газ к газлифтным скважинам. В качестве рабочего агента выступал попутный нефтяной газ низкого давления, образующийся после последней ступени на узле сепарации нефти, тем самым решалась проблема утилизации значительных объемов ПНГ.

Таблица 1

Применимость компрессоров в зависимости от производительности [1]

Производительность, м ³ /мин	Безмасляные компрессоры	Маслосмазываемые компрессоры
Меньше 0,2	Поршневые, мембранные	Поршневые
От 0,2 до 1,5	Спиральные (для длительной работы), поршневые	Поршневые, спиральные, от 0,8 м ³ /мин - винтовые
От 1,5 до 8	Зубчатые	Винтовые
От 8 до 60	Винтовые	Винтовые
От 60 до 150	Винтовые или центробежные	-

В данный момент газлифт скважин не осуществляется, после компрессорной станции газовый поток направляется в низконапорный коллектор и редуцируется до давления 16 атм, так как из-за использования агрегатов поршневого типа нет возможности регулировать давление на выходе до требуемых параметров.

Станция рассчитана на ежесуточные объемы перекачки, которые в десятки раз больше дебита попутного нефтяного газа, добываемого на месторождении на сегодняшний день.

Газокомпрессорная станция введена в эксплуатацию более трех десятилетий назад с использованием оборудования, разработанного в 50-х гг. 20 века. Она морально и физически устарела, требует постоянного ремонта и неотрывного обслуживания, а с учетом низкого коэффициента полезного действия компрессоров и огромного потребления газа на собственные нужды. Эксплуатация такого объекта нерентабельна. Подобная ситуация характерна для многих объектов газового транспорта на сегодняшний день. Она требует решения в виде оптимизации технологического процесса, который в основном завязан на выборе компрессорной машины. Ведь от правильного выбора агрегата будет зависеть экономичность и безотходность эксплуатации с учетом соблюдения существующего законодательства в данной области.

Рассмотрим применимость различных типов компрессорных машин исходя из параметров технологического процесса утилизации попутного нефтяного газа, общих для большинства месторождений: давление на входе 1-5 атм; давление на выходе 14-17 атм, средняя производительность по газу 100 м³/мин.

Таблица 2

Сравнительная характеристика винтовых и поршневых компрессоров [2]

Характеристика	Поршневой	Винтовой
Расчетная наработка на отказ, тыс. часов	3 – 6	40 – 60
Эффективность (выход/всасывание), %	50 – 70	95 – 99
Уровень шума, дБ(А)	80 – 95	58 – 78
Штатная система очистки воздуха от масла	нет	есть
Содержание примесей масел, мг/м ³	76	1 – 3
Штатная система защиты, микропроцессорное управление	нет	есть
Режим подачи воздуха	50/50	24 часа
Температура воздуха на выходе, °С	+80 – +120	+7 – +13
Объем ресиверов от производительности, %	50 – 60	5 – 30

В данный момент в качестве рабочих машин на газокомпрессорных, дожимных станциях используются следующие их разновидности: поршневые, винтовые и центробежные агрегаты. В таблице 1 приведена применимость различных типов компрессоров по производительности. Как видно из таблицы, некоторая неоднозначность присутствует в диапазоне от 60 до 150 м³/мин. В данном диапазоне идет борьба между компаниями производящими преимущественно винтовые компрессоры (в основном европейские) и компаниями производящими преимущественно центробежные компрессоры (в основном американские). Приведенная градация справедлива для диапазона давлений для 10 – 16 атм.

Стоит понимать, что по глубине и эффективности регулировки винтовые компрессоры в разы превосходят центробежные компрессоры и в указанном диапазоне производительностей в 9 из 10 случаев являются более эффективным решением. Это подтверждают и расчеты, и измерения, проведенные на конкретных предприятиях. К тому же применительно к нашим условиям винтовые компрессоры требуют одну, максимум две ступени компримирования, центробежным же необходимо три ступени (в некоторых случаях более трех ступеней) сжатия, что приводит к значительному удорожанию строительства объекта.

Для диапазона средних давлений - от 16 до 40 бар, в основном используются двух- или трехступенчатые поршневые машины, а для большой производительности (как в нашем случае) - двухступенчатые винтовые.

Традиционно использующиеся на промышленных предприятиях поршневые компрессоры в последнее время сильно сдали позиции, уступая лидерство своим более совершенным винтовым компрессорам.

Если сравнивать винтовые компрессоры с поршневыми, то в выгодном свете снова представляются первые. Основные отличительные черты данных типов компрессоров приведены в таблице 2.

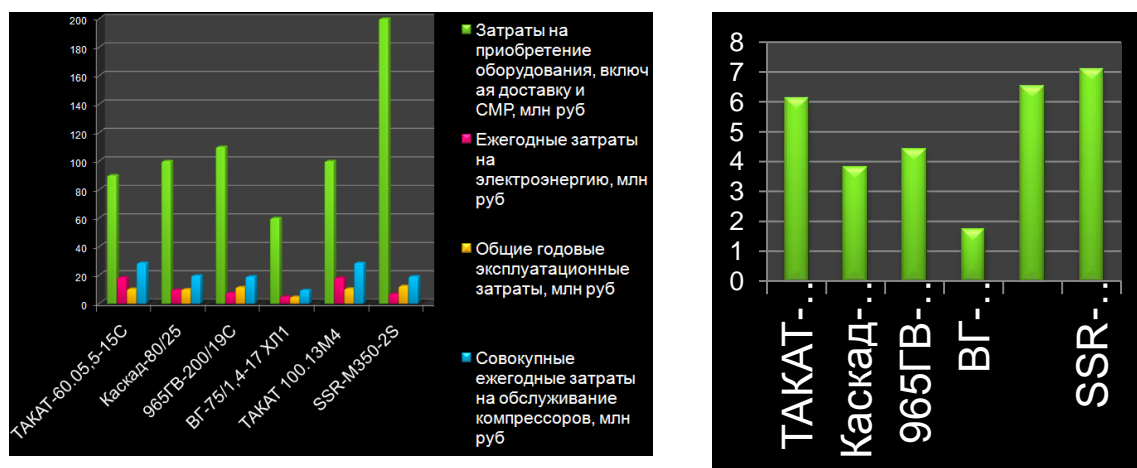


Рис. 1. Экономические показатели

Также к достоинствам компрессоров винтового типа можно отнести относительно низкое энергопотребление, большую производительность (коэффициент полезного действия винтового составляет до 95 – 98% против коэффициента полезного действия поршневого 50 – 60%), относительно небольшие габаритные размеры, отсутствие необходимости постоянного надзора (а следовательно экономия на заработной плате). Одним из главных достоинств винтовых компрессоров является возможность регулирования производительности от 100 до 20 % от номинальной и давления на выходе, что решает одну из существенных проблем, возникающих при эксплуатации поршневых компрессоров.

Основным недостатком винтовых компрессоров относительно поршневого типа является их высокая стоимость, которая многократно перекрывается в процессе эксплуатации и техническом обслуживании машин. К тому же винтовые компрессоры, как правило, выпускаются исполнением в одну ступень компримирования, что снижает расходы на дополнительное оборудование. Качество газа с точки зрения концентрации частиц воды и масла – выше, эксплуатационные расходы – ниже. Как показывает практика, окупаемость при покупке винтового компрессора составляет 2 - 4 года, при покупке поршневого составит 5 - 7 лет – нивелируется стоимостью обслуживания, эксплуатационных расходов и расходных материалов.

При анализе текущего предложения на рынке винтового компрессорного оборудования, выяснилось, что больше всего под технологические параметры, необходимые для утилизации попутного нефтяного газа, подходят установки отечественного производства, к тому же стоимость их приобретения, строительно-монтажных работ, эксплуатационных затрат является ниже, чем подобных установок зарубежного производства (рис. 1).

Таким образом, среди различных компрессоров, применяемых на компрессорных станциях, самым приемлемым вариантом являются винтовые компрессорные установки.

Исходя из расчета экономического эффекта (первоначальной стоимости установки, эксплуатационных затрат, срока окупаемости) рекомендуется применить компрессор ВГ – 75/1,4-17 ХЛ1 отечественного производства.

Литература

1. <http://allos77.narod.ru/kot.html>
2. <http://www.dileks.ru/2008/11/30/pochemu-vintovoj-kompressor-a-ne-porshnevoj.html>

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МОЛЕКУЛЯРНОГО СОСТАВА НЕФТЕЙ И РАССЕЯННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПОРОД ФУНДАМЕНТА

МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕЛЫЙ ТИГР»

Бу Ван Хай, Бу Тхуи Нган

Научный руководитель профессор О.В. Серебренникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Месторождение «Белый Тигр» расположено на южном шельфе Вьетнама. В вертикальном разрезе представляет собой 4-этажную структуру. Верхний этаж представлен отложениями нижнего миоцена, второй – линзовидного верхнего олигоцена, третий – нижний олигоцена, нижний – трещиновато-кавернозным фундаментом. Накопленный к настоящему времени материал об особенностях состава рассеянного органического вещества и нефтей месторождения «Белый Тигр» показал, что геохимические параметры углеводородов-биомаркеров для рассеянных органических веществ пород и нефтей фундамента имеют большие отличия. Полученные данные свидетельствуют, что породы фундамента не имеют никакого отношения к генерации нефти, заполняющей каверны в фундаменте [1]. Важную роль для нефтеобразования на месторождении «Белый Тигр» играют породы нижнего олигоцена, верхнего олигоцена и нижнего миоцена и эоцена [1].

В этой работе мы проводим результаты исследования состава насыщенных нефтей месторождения «Белый Тигр», залегающих в трещиновато-кавернозным фундаменте.

Распределение и определение группового состава нефти и рассеянного органического вещества (РОВ) пород проводилось после выделения асфальтенов методом жидкостной хроматографии на комплексной колонке Al_2O_3/SiO_2 (с отношением 1:2), проводили растворителями увеличивающейся полярности: гексаном, смесью гексана и бензола в соотношении 2:1 и смесью бензола и метанола в соотношении 1:1. В результате чего выделялось 3 отдельные группы нефтяных компонентов: насыщенные УВ, ароматические УВ и смолы. Детальный анализ компонентного состава насыщенных углеводородов осуществлен с помощью квадрупольного хромато-масс-спектрометра «NERMAG R-10-10С» (Франция). Разделение проводили на капиллярной хроматографической колонке фирмы «Supelco» с неподвижной фазой СРВ-5 (длина колонки 30м, внутренний диаметр 0,32мм, толщина пленки неподвижной фазы 0,25мкм).

Были изучены 2 образца керна и 4 образца нефти фундамента, залегающие в интервале глубин 3712–4783м. Групповой состав нефти и РОВ пород (насыщенный УВ, ароматический УВ, смол и асфальтен) приведены в таблице.

В нефтях и РОВ пород месторождения «Белый Тигр» идентифицированы н-алканы от C_{12} до C_{35} . Из Рис.1 видно, что в нефтях молекулярно-массовое распределение н-алканов биомодульно с основным максимумом для гомологов C_{15} - C_{19} , и дополнительным максимумом для гомологов C_{23} , C_{25} , C_{27} . Это свидетельствует о существенной роли прибрежных водорослей или наземных растений при формировании состава исходного ОВ нефтей, залегающих в фундаменте месторождения «Белый Тигр» [2,3]. А в РОВ пород характерно бимодальное распределение н-алканов с преобладанием высокомолекулярных гомологов над низкомолекулярными и максимумы приходятся на алканы состава C_{25} и C_{27} (Рис. 1).

Величина коэффициентов «нечетности» (СРІ) всех нефтей и РОВ пород изменяется в пределах от 1,05 до 1,07, т.е. показывает, что для нефтей месторождения «Белый Тигр» характерна достаточно зрелость.

Отношение пристана к фитану (П/Ф) в нефтях изменяется в пределах от 1,84 до 1,89. Этот показатель уменьшается по глубине. Высокое значение этого показателя приходится на нефти скважины БТ-1 и БТ-2, а низкое значение на нефти скважины БТ-4 (в глубине 4368м). Это указывает на преимущественно субокислительные условия, существовавшие в бассейне при накоплении ОВ, генерировавшего впоследствии указанные нефти. В РОВ пород месторождения «Белый Тигр» этот показатель варьирует от 0,62 до 1,35.

Таблица
Характеристики нефтей и РОВ пород месторождения «Белый Тигр»

№ скважин	Нефти				РОВ пород	
	БТ-1	БТ-2	БТ-3	БТ-4	БТ-5	БТ-6
Глубина, м	3712	3910	4203	4368	4318	4783
Насыщенный УВ, % мас.	89,98	89,27	89,93	91,17	62,95	59,50
Ароматический УВ, % мас.	6,03	6,44	6,62	5,50	7,24	7,16
Асфальтен, % мас.	2,31	2,32	2,48	1,83	26,63	30,54
Смол, % мас.	1,08	1,97	0,97	1,50	3,18	2,80
П/Ф	1,89	1,89	1,85	1,84	1,35	0,62
П/н- C_{17}	0,43	0,43	0,42	0,43	0,51	0,53
Ф/н- C_{18}	0,25	0,25	0,25	0,25	0,29	0,33
СРІ	1,07	1,06	1,05	1,05	1,06	1,07

В органической геохимии применяются различные показатели нормальных алканов и изопреноидов, но наиболее часто – Пристан/н- C_{17} (П/н- C_{17}) и Фитан/н- C_{18} . На диаграмме Дж. Коннана и А.М. Кассоу нефти в месторождении «Белый Тигр» характерно достаточное зрелое ОВ в окислительных условиях. (Рис. 2).

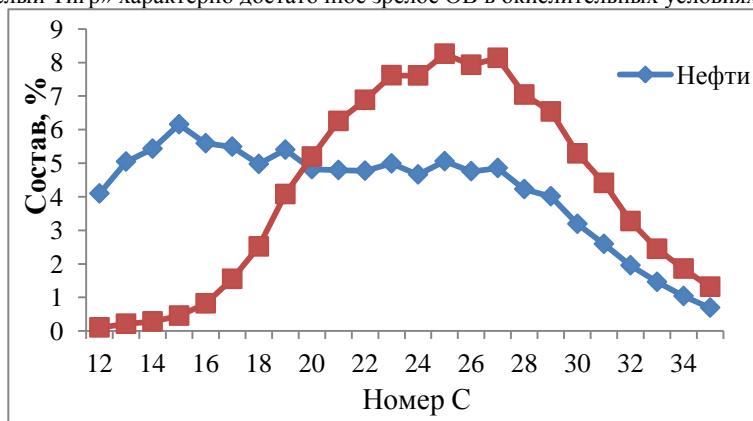


Рис. 1. Распределение н-алканов в нефтях и РОВ пород месторождения «Белый Тигр»

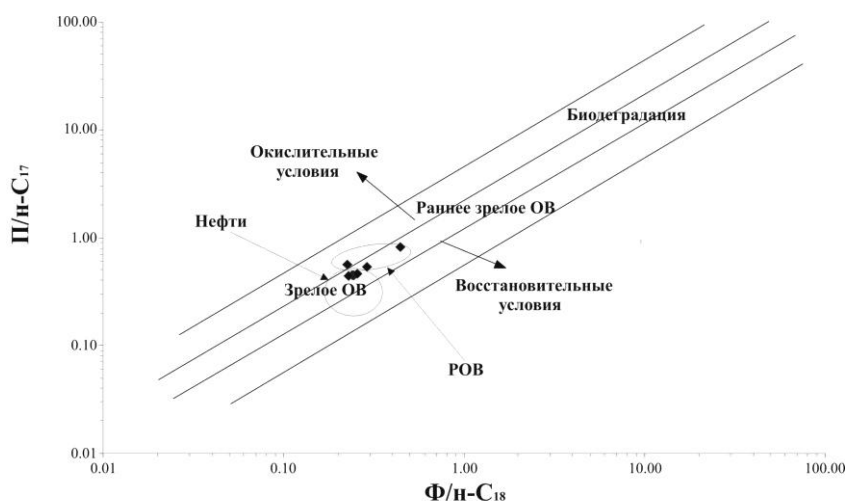


Рис. 2. Нефти и РОВ пород в плоскости соотношения изопреноидных и нормальных алканов.

При изучении составов алканов нефтей и РОВ пород месторождения «Белый Тигр», можно делать некоторые выводы, что нефти месторождения «Белый Тигр» генерированы из смеси прибрежных водорослей и наземных растений, а также что породы фундамента не имеют никакого отношения к генерации нефти, заполняющей фундамент.

Литература

1. Савиных Ю.В. Сравнительная характеристика молекулярного состава нефтей месторождений «Дракон» и «Белый Тигр» Проблемы геологии и освоения недр // Матер. VII Международной конференции.—Томск: Институт оптики атмосферы СО РАН, 2009.—А40.
2. Peters. K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The Biomarker Guide. Cambridge University Press, Cambridge, U.K, 2005.—1155 p.
3. Peters K.E., Moldowan J.W., Schoell M. and Hemphkins W.B. Petroleum isotopic and biomarker composition related to source rock organic matter and depositional environment//Organic Geochemistry.—1986.— N 10.— P.17–27.
4. Петров Ал.А. Углеводороды нефти. – М.: Наука, 1984. – 262 с.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ УТЯЖЕЛИТЕЛЕЙ ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Я. Ю. Евдокимова, Н.А. Антропова

Научный руководитель доцент В. Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Магистральные нефтегазопроводы в Западной Сибири и на севере Европейской части России начали строить примерно с середины 60-х годов прошлого века. С самого начала проектировщики, строители и эксплуатационники столкнулись с двумя серьезными проблемами: прокладкой трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах и на болотах. За последующие 40 с лишним лет десятки организаций и сотни исследователей работали над этими проблемами, но окончательного решения в приемлемой для практики степени не получено и до настоящего времени [1].

Уже при строительстве газопроводов на болотах и обводненных грунтах появляется большое количество участков непроектного положения трубы в виде ее выпучивания, выхода, перемещения на поверхность. Данные участки называют, в основном, плавающими и арками выброса.

В северных районах страны магистральные газопроводы на балластируемых участках на значительной протяженности находятся выше проектных отметок – оголены или всплыли со сбросом утяжелителей. Обследование трасс показывает, что первоначально всплывают балластируемые участки на углах поворота оси газопровода в плане. В период следующего паводка, когда уровень воды превышает отметку средней образующей всплывшего ранее участка газопровода, последний, повторно всплывая, увлекает за собой прилегающие подземные участки газопровода, в результате длина всплывшего участка увеличивается, как принято говорить, "растет". Таким образом, в течение ряда лет газопровод может всплыть (и всплывает) на протяжении всего обводненного участка. Основная причина – негативное влияние продольных (и, как следствие поперечных) перемещений газопроводов в грунте на работу системы [4].

Балластировка и закрепление трубопроводов на проектных отметках могут осуществляться одним из следующих способов: засыпкой трубопровода минеральным грунтом; обетонированием трубопровода; установкой на трубопровод одиночных железобетонных грузов различных конструкций; закреплением трубопроводов анкерными устройствами и др.

Все средства балансировки можно разделить на две основные группы.

К первой группе относятся устройства, воздействующие на трубопровод собственной массой:

- одиночные железобетонные грузы;

- групповая установка одиночных железобетонных грузов;
- одиночные чугунные грузы;
- минеральный грунт засыпки (обычно используют при повышенном заглублении трубопровода);
- закрепленные гидрофобизированные грунты;
- полимерно-контейнерные балластирующие устройства (ПКБУ), заполненные местным или привозным грунтом;
- минеральный грунт в оболочке из нетканых синтетических материалов;
- сплошное обетонирование труб;
- анкерные плиты;
- комбинированные способы и др.

Ко второй группе относятся анкерные устройства, несущую способность которых определяют свойствами грунтов:

- винтовые анкерные устройства (ВАУ);
- раскрывающегося типа;
- выстреливаемые;
- взрывные;
- вмораживаемые;
- свайные консольного типа;
- якорные анкерные устройства;
- козловые анкерные устройства;
- винтовые анкерные устройства с повышенной удерживающей способностью;
- анкер-инъекторы и т. д.

Рассмотрим эффективность традиционных средств балластировки (утяжелители УБО и УБК).

При использовании утяжелителей седлового типа (УБК), монтируемых на газопроводе диаметром 1420 мм с шагом в осях 1,5-2,5 м, защемленный в грунте засыпки утяжелитель не может переместиться вместе с газопроводом в поперечном направлении, сохраняя устойчивость и балластирующую способность. При перемещениях в продольном направлении утяжелители УБК, зафиксированные в грунте засыпки и потому не имеющие возможности перемещаться вместе с газопроводом, несмотря на применение защитных подкладок повреждают изоляционное покрытие газопровода, так как они имеют малую поверхность контакта с газопроводом и, следовательно, большое удельное давление на изоляционное покрытие газопровода (около 1 МПа) [4].

При использовании утяжелителей охватывающего типа (УБО), монтируемых на газопроводе диаметром 1420 мм с шагом в осях 1,9-2,5 м, возвратно-поступательные поперечные перемещения вершины угла из гнутых кривых также приводят к сбросу утяжелителей [4].

При продольных перемещениях газопровода (блоки утяжелителей зафиксированы в грунте засыпки и не могут перемещаться вместе с газопроводом) соединительные пояса, обжатые на поверхности газопровода весом блоков утяжелителей и грунта засыпки над ними (около 4 т. на каждый конец пояса), не могут сместиться по поверхности газопровода и перемещаются вместе с ним, что приводит к значительному увеличению усилий в соединительных поясах и, как следствие, при определенной величине перемещений, к разрушению утяжелителя (разрыв поясов, вырыв крюков из тела блоков утяжелителей) с последующим всплыванием газопровода.

Во ВНИИСТе была поставлена задача: исследовать работу системы газопровод диаметром 1420 мм - утяжелитель УБО-1 при продольном перемещении газопровода в грунте; выявить численную величину допустимых перемещений газопровода с целью уточнения области применения утяжелителей УБО.

По результатам исследований была установлена предельная величина перемещений подземного трубопровода, равная 40 мм, при которой допускается применение железобетонных утяжелителей. При использовании мягких соединительных поясов (из технической ткани) утяжелителей УБО эта величина составляет 50 мм. Для грубого расчета протяженность участков (где допускается применение железобетонных утяжелителей) от границы болота для трубопровода диаметром 1420 мм, при оговоренных приращениях температуры трубопровода и давления продукта, составляет: 40 м – при металлических соединительных поясах; 50 м – при мягких. На остальном протяжении балластируемого участка следует применять утяжелители, отвечающие двум принципиальным подходам [4].

1. Утяжелитель (утяжеляющее покрытие) должен перемещаться в грунте вместе с трубопроводом без взаимных смещений, при этом утяжелитель должен иметь малое лобовое сопротивление, а лучше не иметь его, и надежное защемление (защемление) с трубопроводом. К таким утяжелителям следует отнести:

- обетонирование;
- кольцевые бетонные утяжелители и чугунные грузы.

2. Трубопровод должен свободно перемещаться под утяжелителем (седлового типа) под соединительным поясом утяжелителя (охватывающего типа) без разрушения (повреждения) утяжелителя и (или) изоляционного покрытия трубопровода. Такие утяжелители могут (должны) иметь низкое удельное давление на поверхность трубопровода. К ним следует отнести:

- грунтозаполняемые контейнерные утяжелители из технических тканей ПКБУ и КТ с удельным давлением не более 0,02 МПа;
- способ балластировки грунтом с применением прослоек (ковров) из НСМ.

Следует отметить, что при поперечных подвижках трубопровода утяжелители типа КТ, имеющие 10-кратный запас прочности конструкции и обтекаемую поверхность, перемещаются вместе с трубопроводом, практически без изменения своего пространственного положения относительно него, сохраняя балластирующую способность и препятствуя всплытию газопровода.

При использовании ПКБУ негативное влияние перемещений трубопровода может быть минимизировано групповым размещением ПКБУ с шагом до 25-30 м в осях групп симметрично вершине угла (из гнутых кривых) поворота оси газопровода в плане.

Исследования показали, что широко применяемые железобетонные утяжелители УБО и УБК не удовлетворяют ни одному из двух принципов, следовательно, их применение следует ограничить.

Литература

1. Богушевская Е. М., Димов Л. А. «Магистральные трубопроводы в условиях болот и обводненной местности». – М.: Изд-во «Горная книга», 2010. - 391 с.
2. Крец В. Г., Рудаченко А. В., Шмурыгин В.А. «Машины и оборудование газонефтепроводов». – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 327 с.
3. Кулагин В. П. «Балластировка трубопроводов с использованием грунта засыпки и геосинтетических материалов». – М.: Изд-во «Спутник», 1998. – 220 с.
4. Мухаметдинов Х. К. «Почему газопроводы всплывают» // Газовая промышленность: ежемесячный научно-технический и производственный журнал. — М., 1999. — № 8. — С. 20-22.

МЕТОДИКА ИЗМЕРЕНИЯ ПОТЕНЦИАЛА ТРУБА-ЗЕМЛЯ ОТНОСИТЕЛЬНО МЕДНО-СУЛЬФАТНОГО ЭЛЕКТРОДА СРАВНЕНИЯ

И.М.Комлев, С.Э.Очиров

Научный руководитель профессор В.И. Хижняков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г.Томск, Россия

Подземные металлические трубопроводы, являются наиболее металлоемкими конструкциями, морально не стареющими длительное время. Стабильная и безотказная работа всех отраслей промышленности напрямую связана с надежностью трубопроводов. Одним из основных видов отказов трубопроводных систем является подземная коррозия. Коррозионный отказ ведет не только к потери труб на поврежденном участке, но и к затратам на ремонтно- восстановительные работы, потери транспортируемого продукта и значительно большим убыткам, связанным с перебоями в снабжении предприятий газом, нефтью и т.д. Кроме того коррозионные отказы порождают экологические проблемы. Именно поэтому своевременное проведение измерений потенциала труба – земля, в период эксплуатации или строительства нефтегазопровода, и их дальнейшая грамотная обработка результатов, позволяет исключить ошибки при проектировании противокоррозионной защиты, обнаружить поврежденные участки изоляции трубопровода, тем самым исключить образование коррозионных и стресс-коррозионных дефектов на внешней поверхности трубопроводов при транспорте нефти и газа.

В Соответствие с ГОСТ 9.015-74 минимальный защитный потенциал, для стальных подземных трубопроводов равен значению -0.85 В, относительно медно-сульфатного электрода сравнения. Максимальное же значение потенциала для стальных трубопроводов имеющих защитное покрытие принято равным -1.1 В. В процессе наладки и эксплуатации электрохимической защиты требуется контроль электродного потенциала трубопровода. Однако обычными методами измерения разности потенциалов труба – земля, установить электродный потенциал сооружения естественно нельзя т.к измеряемая при этом величина, кроме электродного потенциала содержит и омическое падение напряжения (рис 1). Только электродный потенциал, представляющий собой скачек потенциала, на фазовой границе металл – электролит определяет характер и скорость электро – химических процессов. Этот скачек потенциала пространственно локализован в области двойного электрического слоя на границе металл электролит. Напряженность электрического поля в области двойного слоя достигает 10^6 В/см, что и объясняет кинетику электродных процессов.

Переходное сопротивление труба-земля является одним из основных параметров расчета катодной защиты. Переходное сопротивление зависит от сопротивления изоляции и сопротивления дефектных мест. В большинстве случаев основную роль играет сопротивление дефектов, так как сопротивление собственно материала изоляции на несколько порядков превышает сопротивление дефектов.

Сопротивление единичного дефекта в изоляции:

S-площадь дефекта, м²; -удельное сопротивление почвенного электролита, Ом*м; -толщина изоляции, м;
 μ ; -коэффициент, учитывающий искривление пор или дефектов в изоляции; -удельное электрическое сопротивление грунта, Ом*м

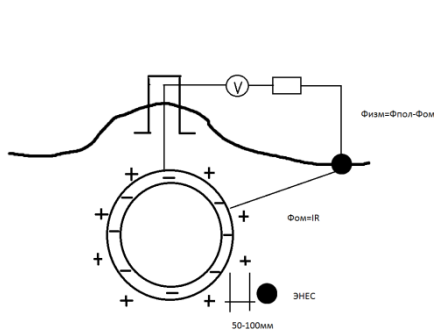


Рис1. Составляющие потенциалы измерений

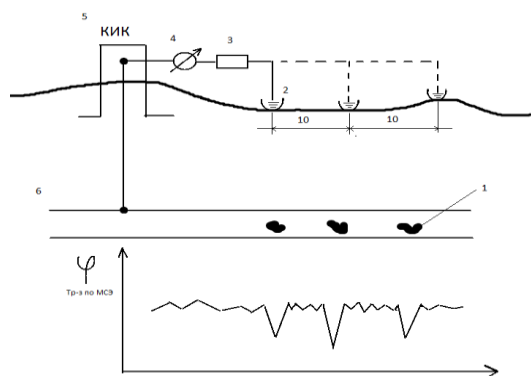


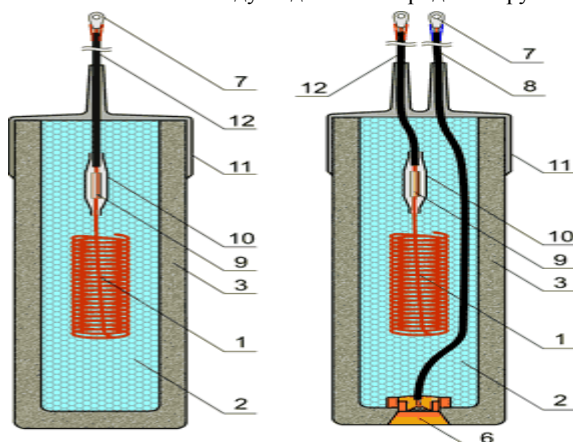
Рис2. Измерение потенциала труба-земля методом внешнего электрода

1-дефект, 2-медно-сульфатный электрод сравнения, 3-шунт, 4-вольтметр, 5-контрольно-измерительные колонки, 6-подземный трубопровод

Из выражения следует, что при различных дефектах составляющие переходного сопротивления отличаются друг от друга. Так, чем больше площадь дефекта, тем больше роль сопротивления растеканию в грунте и тем меньше поляризационная составляющая. Это означает, что в малых дефектах поляризационный потенциал выше, чем крупных, поэтому степень должна быть больше, т.е. наличие крупных дефектов может отрицательно сказаться на степени защиты сооружения в целом.

Принцип действия неполяризующегося электрода заключается в том, что его контакт с грунтом (электролитом) осуществляется не только непосредственно, но и через раствор соли того металла, из которого изготовлен электрод. Медно-сульфатный электрод сравнения состоит из стержня красной меди, помещенного в водный насыщенный раствор медного купороса $CuSO_4$, который отделяется от грунта пористой перегородкой. Раствор медного купороса

просачивается через пористую перегородку и смачивает ее внешнюю поверхность, создавая надежный гальванический контакт между медным электродом и грунтом.



- 1-медный электрод;
- 2-сухая смесь $CuSO_4$;
- 3-внутренний корпус;
- 5-внешний корпус;
- 6-вспомогательный электрод;
- 7-кабельный наконечник;
- 8-измерительный провод вспомогательного электрода;
- 9-обжимная контактная втулка;
- 10-термоусаживаемая трубка;
- 11-термоусаживаемая муфта;
- 12-измерительный кабель электрода сравнения

Рис3. Медно-сульфатный электрод сравнения

Для данного электрода сравнения постоянный скачок потенциала, возникающий на границе медь - насыщенный раствор сульфата меди, сравнивается со скачком потенциала на границе защищаемого стального сооружения и окружающего грунта (электролита) с помощью приборов. Приборы подключаются к медно-сульфатному электроду (ЭН-1, НМСЭ-58, МЭП-АКХ, МЭСД-АКХ) проводами, присоединяемыми к медному стержню с помощью специальной клеммы.

Для проведения электрических измерений на подземных металлических трубопроводах сооружаются специальные контрольно – измерительные пункты (КИП).

Литература

1. Методика проведения базового диагностического обследования подземных диагностических трубопроводов подземных хранилищ газа ОАО "Газпром" – М., 2010.
2. СТО Газпром 2-2,3-085-2006 – М., 2010.
3. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) – М.: Атомиздат, 1976.
4. <http://www.rmnt.ru/docs/other/19203.details4.htm>.
5. http://nov-servis.ru/catalog/mendeleevets_-_medno-sulfatnyiy_elektrod.
6. Глазов Н.П "Методы контроля и измерений при защите подземных сооружений от коррозии".

КРУПНЫЕ АВАРИИ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДАХ

И.М.Комлев

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г.Томск, Россия

Авария – разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте (ОПО), неконтролируемый взрыв и (или) выброс опасных веществ[1] .

Таким образом, опасности аварии, происходящих на магистральных газопроводах (МГ), связаны с неконтролируемым взрывом и возможным выбросом опасных веществ, которые оказывают негативное воздействие на окружающую среду, приносят огромные экономические убытки, могут быть причиной повреждения и разрушения близлежащих объектов и различных технических сооружений, причинением ущерба здоровью человека. Именно поэтому, исследование аварийности и состояния МГ, с применением современных методов исследования, а так же причин появления коррозии, является актуальной первостепенной задачей для газотранспортной системы.

Анализируя аварии на МГ за последнее десятилетие, можно выделить основные причины аварий[2,4]:

- 1) Брак строительно-монтажных работ (22- 32%)
- 2) Механические повреждения труб машинами и механизмами при земляных работах (17-19%)
- 3) Нарушение материалов и конструкций вызванные их длительной эксплуатацией (15%)
- 4) Коррозия, в том числе локальная, вызванная блуждающими токами (12-29%)
- 5) Нарушение требований эксплуатации и ошибки персонала (5%)
- 6) Металлургические дефекты труб (9-12%)
- 7) Природные и стихийные явления (7-10%)

Таким образом, 60% всех аварий на МГ вызваны браком строительно-монтажных работ, механическим повреждением труб машинами и механизмами при земляных работах, а так же коррозией.

По различным данным, аварийные ситуации, связанные с процессами коррозии колеблются в пределах от 12 до 29%, в зависимости от специфики района прохождения газопровода. Для того чтобы минимизировать влияние процессов коррозии на состояние газопровода, необходимо постоянно вести мониторинг состояния МГ и изоляции, путём анализа данных внутритрубной дефектоскопии, химико-биологической и микробиологической диагностики околотрубного пространства. Это позволит вовремя предотвратить аварийную ситуацию, а так же разработать изоляционный материал, обладающий достаточной коррозионной стойкостью [4] и соответствующий специфике района прохождения МГ.

Что касается аварийных ситуаций связанных с браком строительно-монтажных работ и механических повреждений труб машинами и механизмами при земляных работах(22-32%)[2,4], можно выделить следующие причины их возникновения [2,3]:

- 1) дефекты, возникающие при изготовлении труб и монтаже трубопровода
- 2) Несоблюдение проектных нормативов
- 3) Брак сварки, и недостаточный контроль качества швов
- 4) Несоблюдение техники безопасности и прочих нормативных актов
- 5) Нарушение технологических регламентов

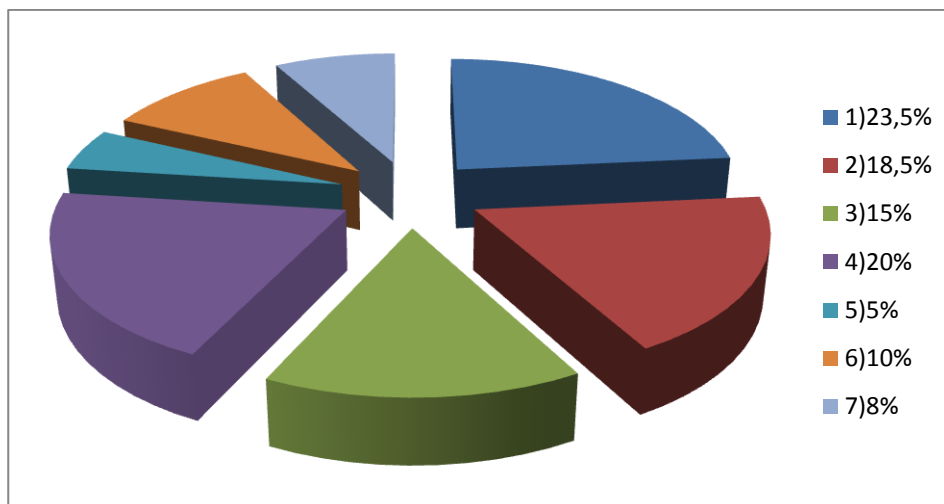


Рис1. Основные причины аварий на магистральных газопроводах в период с 2000 по 2010г

Во избежание возникновения вышеперечисленных причин следует принимать следующие меры:

- 1) Строгий контроль при строительстве, и качественный приём выполненных работ.
- 2) своевременное выполнение планово-предупредительных работ по контролю за состоянием трубопровода и замене участков, состояние которых близко к аварийному.
- 3) Высококвалифицированный контроль выполненных работ методами неразрушающего контроля

4)Выполнение гидро- и пневмо- испытаний газопроводов, чтобы на этой стадии можно было полностью выявить дефекты металла труб и брак строительно-монтажных работ.

5)Обучение и подготовка персонала, повышение качества строительно-монтажных работ.

Таким образом, анализ причин аварийности на МГ, а так же соблюдение и выполнение вышеперечисленных действий по их предотвращению, можно значительно увеличить срок безаварийной эксплуатации МГ, что позволит сократить средства на ремонт и ликвидацию аварийных ситуаций на МГ.

Литература:

1. ФГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», – М.: ВНИИ 2009
2. Электронный научный журнал “Нефтегазовое дело” 2011(№3) “Анализ причин аварийных ситуаций при эксплуатации магистральных трубопроводов в условиях крайнего севера в период с 2000 по 2010г” Чухарева Н.В., Тихонова Т.В., Миронов С.А
3. Электронный научный журнал «Современные тенденции развития транспорта природного газа» “Газовая промышленность”, 2006 (№5) З.Т. Галиуллин ВНИИГаз
4. Электронный научный журнал Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе 2/2008 “Метод снижения негативного воздействия на окружающую среду при магистральном транспорте газа в районах крайнего севера” С.В. Мещеряков, О.В. Васина (РГУ нефти и газа им И.М.Губкина)

ПРОТИВОКОРРОЗИОННЫЕ ИЗОЛЯЦИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ

Д.Е. Кравчук

Научный руководитель профессор В.И. Хижняков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Магистральные трубопроводы занимают значительное место в общей транспортной системе страны. По нефтепроводам осуществляется транспортировка более 50% всех нефтегрузов. В трубопроводном транспорте, как и в любой другой отрасли самое главное бесперебойность промышленного процесса. Есть ряд факторов, которые могут привести к остановке технологического процесса. Одним из немаловажных является коррозия. Коррозия металлов — разрушение металла вследствие химического или электрохимического взаимодействия их с внешней (коррозионной или агрессивной) средой. В результате коррозии образуются продукты коррозии — химические соединения, содержащие металл в окисленной форме. [1]

Металл, в процессе коррозии теряется безвозвратно. Коррозия начинается с поверхности металлического сооружения и распространяется вглубь него. Образующиеся при этом углубления заполняются продуктами коррозии. Выделяют такие виды коррозии как химическую и электрохимическую. Чтобы избежать данного вида разрушения трубопровода, применяют изоляционные покрытия, для предотвращения возможного контакта стального газопровода с окружающей средой (грунт, вода и др.) и увеличения электрического сопротивления на границе поверхности газопровод — земля. [2]

Под покрытием понимают ту или иную защитную конструкцию, включающую один или несколько слоев, каждый из которых выполняет определенную функцию. Наиболее распространены такие конструкции покрытий, в которые входят грунтовочный (праймирующий), изолирующий и защищающий от механических повреждений слой. К изоляционным покрытиям подземных газопроводов предъявляются следующие требования: сплошность, водонепроницаемость, прилипаемость, электрохимическая нейтральность, механическая прочность, термостойкость, диэлектрические свойства, возможность механизации процесса нанесения изоляционного покрытия. [3]

Для подземных магистральных газопроводов применяют изоляционные покрытия на основе битумных мастик и полимерных липких лент. Каждое из них бывает двух типов: нормальное и усиленное. При нанесении любого покрытия должны выполняться следующие условия:

переходное сопротивление изоляции нормального типа должно быть не ниже 10^4 Ом-м², а усиленного — не ниже 10^5 Ом-м²; адгезия должна быть не менее 0,25 МПа при 20⁰С и отсутствие отслаивания изоляции при отрыве; отсутствие пробоя при напряжении на щупе дефектоскопа не менее 5 КВ на 1 мм толщины изоляции.

Используют следующие виды покрытий:

Битумные изоляционные мастики представляют собой смеси тугоплавкого нефтяного битума, наполнителей и пластификаторов. [2]

Изоляционные покрытия на основе битумных мастик рекомендуется применять для изоляции стальных газопроводов при диаметре не более 800 мм и температуре транспортируемого газа не выше 40⁰С.

Наполнители - специальные активные вещества, которые вводят в состав битумов для повышения структурной прочности и вязкости. Они бывают минеральные (тонкомолотые горные породы, асбест и др.), органические (резиновая крошка размером не более 1 мм) и полимерные (полиэтилен порошкообразный нестабилизированный, атактический полипропилен и др.).

Пластификаторы - вещества, химически не взаимодействующие с битумом, вводимые для повышения пластичности мастики и возможности нанесения ее при низких температурах (до минус 25—30⁰С).

Применяют битумные, битумно-клеевые и клеевые грунтовки. Тип грунтовок выбирают в зависимости от условий работы газопровода, типа покрытия и условий ее применения. Лучшее качество изоляционного покрытия достигается тогда, когда в грунтовке и покрытии применяется один и тот же материал. [4]

Важно учесть все факторы, разрушающие изоляционное покрытие:

- Влияние давления грунта и газопровода на битумно-резиновое покрытие.
- Влияние перемещений газопроводов в грунте.
- Влияние объемного изменения грунтов
- Влияние температурного режима грунта.
- Влияние биологических факторов.
- Повреждение покрытий грызунами и растениями.
- Влияние коррозионной среды

В эксплуатационных условиях покрытия на газопроводах изменяют свои защитные свойства под влиянием множества совокупных факторов, воздействующих на них. Поэтому изоляционные покрытия должны обладать необходимыми физико-химическими и физико-механическими свойствами. Они должны быть достаточно жесткими, способными выдерживать длительное давление грунта и в то же время достаточно гибкими и эластичными, чтобы сопротивляться растягивающим усилиям при изгибах газопроводов и другим изменениям геометрических размеров участков газопроводов.

Литература

1. Бабин Л.А., Быков Л.И., Волохов В.Я. Справочник мастера-строителя магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1986. – С. 20-21.
2. Громов А.В., Гузанов Н.Е., Хачикян Л.А. Эксплуатационнику магистральных газопроводов: Справочное пособие. – М.: Недра, 1987. – 32 с.
3. Дятлов В.А. Обслуживание и эксплуатация линейной части магистральных газопроводов. – М.: Недра, 1984. – 51 с.
4. Инструкция по организации производства ремонтно-строительных работ на магистральных газопроводах. – М.: ВНИИСТ, 1981. – 68 с.
5. Экономика нефтяной и газовой промышленности. – М., Недра.

МОДЕРНИЗИРОВАННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ КОЛОДЕЦ ПОД ВАНТУЗ **М. В. Кучеренко, А. В. Грошев**

Омский государственный технический университет, г. Омск Россия

Технологические колодцы являются неотъемлемой частью магистрального трубопровода, так как выполняют функцию защиты, размещённых на трубопроводе приборов и оборудования КИПиА и вантузных задвижек, от природных воздействий и несанкционированного доступа посторонних лиц. Для технического обслуживания и ремонта приборов КИПиА и вантузных задвижек, конструкция технологического колодца должна быть надёжной, герметичной и удобной для обслуживания, размещённого в колодце оборудования. Технологические колодцы, установленные на вантузные задвижки, в отличие от колодцев КИПиА, чаще подвержены демонтажу, для их обвязки, при выполнении работ по откачке (закачке нефти), а так же вытеснения или подачи воздуха.

Недостатком имеющейся конструкции вантузного колодца является то, что в ходе эксплуатации вантузов, необходимо проводить большие земляные работы по извлечению колодца, возможна порча металла конструкции при демонтаже, а в дальнейшем, для повторной установки, возникают трудности с изолированием данной конструкции и дальнейшего её монтажа.

Для удобства выполнения операций по подключению шлангов высокого давления к вантузной задвижке, рассмотрим некоторые изменения герметичного технологического колодца (рис.1)

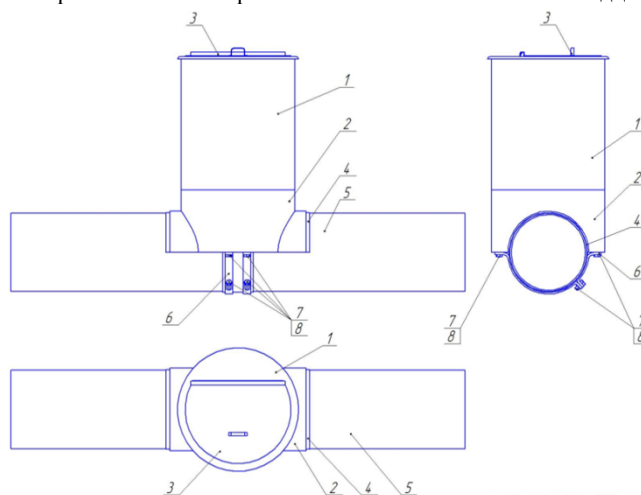


Рис. 1. 1- верхняя часть колодца; 2 – нижняя часть колодца (обечайка); 3-крышка колодца; 4-масло-бензостойкая резина; 5 - трубопровод; 6,7,8- крепеж хомутов (болтовые соединения)

Изменения состоят в разделении обечайки колодца, на 2 части: стационарную и съемную (поз.1,2)

Нижняя часть колодца (стационарная часть), верхняя часть колодца (съемная часть).

Измененная модель данного типа колодца представляет собой модернизированную конструкцию существующего колодца с несколькими доработками. Она состоит из металлической обечайки, которая стянута хомутами вокруг трубы, и основного цилиндрического корпуса с крышкой, который стыкуется с обечайкой и закрепляется защелками – эксцентриками.

Модernизированная версия технологического колодца позволяет уменьшить количество земельных работ, сделать проще конструкцию в эксплуатации при откачке нефти с вантуза, улучшить герметизацию. Все эти факторы позволяют добиться лучшего технологического и экономического эффекта.

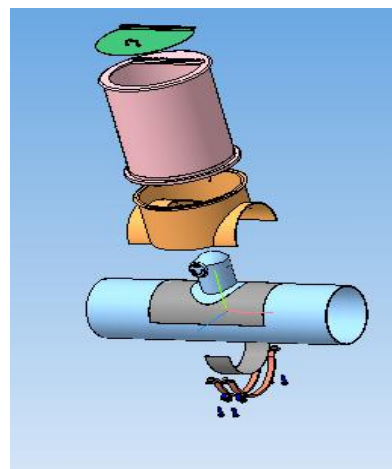


Рис. 2. 3d модель технологического колодца в разборе

ТОННЕЛИРОВАНИЕ КАК ПЕРСПЕКТИВНЫЙ МЕТОД ПРОКЛАДКИ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА ТЕРРИТОРИИ ЯКУТИИ

М.А. Кынакытова, А.В. Шадрина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Река Лена является самой крупной из российских рек и до настоящего времени является главной транспортной артерией Якутии. По программе президента РС(Я) для газификации Заречных улусов Республики Саха (Якутия) в сентябре 2003 г. была построена 1-ая нитка подводного перехода магистрального газопровода (ППМГ) через р. Лена, являющаяся продолжением магистрального газопровода (МГ) СВГКМ-Мастах-Берге-Якутск, ГРС-2 – Хатассы – Павловск. ППМГ построили траншейным способом по технологии протаскивания газопровода по дну реки. Краткая характеристика ППМГ приведена в табл. 1 [1].

Таблица

Краткая характеристика подводного перехода

№ пп	Показатель	Основная нитка
1	Участок перехода, ПК	
2	Длина перехода по урезу, м	2200
3	Среднемеженный уровень	86,3
4	Максимальная глубина реки, м	74,10
5	Максимальная глубина разработки, м	71,40
6	Длина протаскивания участка, п. м	2200
7	Труба, Д × S мм	530×14
8	Рабочее давление, МПа	5,4
9	Изоляция 2 2:	
	- полимерная пленка «Полилен», м	2200
	- защитная обертка «Полилен», м	2200
10	Футеровка деревянными рейками, п. м	2200

Дюкер был смонтирован на острове с правобережной части и укладывался методом протаскивания по дну при помощи тяговой лебедки ЛП-152. Монтажная площадка обеспечивала монтаж плетей длиной до 400 м [1].

Технологическая последовательность основных операций, связанных с укладкой протаскиванием, следующая:

1. Трубопровод сваривали на берегу в 6 плетей по 300 м и 1 плеть по 400 м на монтажной площадке на острове с правобережной части в районе п. Павловск.
2. Испытания на прочность и герметичность производились согласно требованиям СНиП 111-42-30 и Постановлением Госстроя СССР № 272 от 05.11.82 г. ВСН 010-88 МНГС, и СП 111-34-96.

3. Изоляция. Для защиты трубопровода от коррозии наносили по слою клеевой грунтовки «Полилен» двух слоев изоляционной ленты «Полилен» и двух слоев обертки «Полилен».
4. Футеровка производилась с помощью деревянных реек для защиты изоляции от механических повреждений.
5. Спускная дорожка, на которую помещают подготовленный к укладке трубопровод, находилась на правом берегу.
6. Установка тяговой лебедки ЛП-152 производилась на левом берегу около п. Хатассы.
7. По дну подводной траншеи укладывают тяговый трос общая длина, которой составляет при протаскивании 2250 м, диаметр – 61,5 мм.
8. Протаскивают трубопровод через водную преграду с помощью лебедки протаскивания ЛП-152.
9. По окончании протаскивания проводилось водолазное обследование положения и испытание уложенного трубопровода, затем его засыпка.

26 сентября 2006 г. произошла первая утечка газа на ППМГ через р. Лена. В трубопроводе в околосшовной зоне, так называемой зоне термического влияния (ЗТВ), сварного соединения стыка труб возникла поперечная трещина длиной 42,5 см, с раскрытием в пределах 0,2 – 0,4 мм.

Повторная авария на ППМГ через р. Лена произошла 28 августа 2007 г. Поперечная трещина возникла также по сварному соединению стыка трубы.

Эти две аварии не случайно произошли в сентябре и августе, после весеннего и летних паводков, при которых скорость течения воды в реке существенно повышалась. Следовательно, произошло значительное снижение надежности данного подводного газопровода и износ сварных соединений стыков труб существенен в результате гидродинамических воздействий течения реки на оголенные участки газопровода.

В настоящее время выдвинули три основные версии разрушений ППМГ через р. Лена. Первая – технологическая ошибка при закладке газопровода, вторая – механическое воздействие на газопровод, так как в месте прорыва была снесена вся обшивка, третья – нарушения при эксплуатации газопровода. Но вторая и третья причины очень маловероятны в связи с тем, что газопровод эксплуатировался не в полную мощность и проходящие мимо перехода суда были оповещены, что бросать якорь в местах подводного перехода запрещено, на обоих берегах установлены предупредительные знаки [2].

Таким образом, более вероятным можно считать саму технологию строительства подводного газопровода.

В данный момент применяемые на территории Якутии технологии строительства подводных переходов наряду с их достоинствами имеют ряд существенных недостатков и в полной мере не отвечают современным требованиям – необходимому уровню конструктивной надежности и защите окружающей среды. Основными недостатками такой технологии являются большой объем земляных и трудоемких водолазных работ, необходимость громоздких, утяжеляющих пригрузов или других средств, удерживающих трубопровод в проектном положении в обводненной траншее. Механизированная разработка нижних слоев грунта береговых и русловых участков переходов, особенно в сочетании с взрывными работами, наносит ущерб экологическому состоянию водоемов. Значительный ущерб наносится при строительстве переходов магистральных трубопроводов через крупные реки как р. Лена. После окончания строительства переходов часто не восстанавливаются русла рек, происходит заболачивание поймы, обрушение берегов, нарушается гидрологический режим.

Эти и другие причины обуславливают возможность применения на территории Якутии альтернативных методов сооружения ППМГ, например, – тоннелирование методом щитовой проходки.

Щит – это металлическая крепь, под защитой которой производится разработка грунта и сооружение обделки инженерных конструкций. Щит состоит из трех основных частей: передней – режущей, средней – опорной (где размещаются домкраты) и задней – хвостовой. Своей режущей частью щит домкратами вдавливаются в грунт, разрабатываемый ручным или механическим способом. Обделку стенок коллектора выполняют в хвостовой части щита, используя для этого сборные железобетонные и чугунные тубинги, блоки или монолитный бетон. Для продвижения проходческого комплекса в конструкции щита предусматриваются щитовые домкраты, которые отталкиваются от каждого вновь собранного кольца обделки, тем самым разрабатывая грунт и освобождая место для монтажа следующего кольца обделки [3].

Таким образом, в данной технологии строительства обделка тоннеля остается неподвижной, в отличие от технологии микротоннелирования, где обделка тоннеля передвигается по мере проходки ротора. Фактически усилия передвижения проходческого комплекса практически не меняются по всей трассе, что позволяет вести проходку тоннеля в сложных инженерно-геологических условиях при больших длинах тоннеля (до 10 км и более при диаметрах от 2 до 3 м).

Также устройство тоннельного перехода позволяет уложить в него основную и резервную нитку газопровода с дополнительными коммуникациями (при необходимости). Нормативный установленный срок службы тоннельных обделок не менее 100 лет, при этом межремонтные сроки строительных конструкций тоннеля не менее 50 лет.

В условиях вечной мерзлоты на территории Якутии грунт может быть своеобразным защитным каркасом, повышающим прочность и несущую способность железобетонной стенки тоннеля, а также возможно

эффективное использование естественного холода в расширении и внедрении бестраншейных методов строительства магистральных трубопроводов [4].

Итак, из выше написанного можно сделать несколько выводов.

Во-первых, строительство тоннельного перехода (ТП) более экологично, чем традиционный траншейный способ, неизбежно приводящий к нарушению гидрологического режима реки.

Во-вторых, ТП обеспечивает надежность и безопасность эксплуатации трубопровода, определяемая исключением возможности промыва траншеи, срыва защитной изоляции, всплытия и провиса трубопровода.

В-третьих, при ТП сокращается объем земляных работ, так как его устройство позволяет уложить в него основную и резервную нитку газопровода, в то время как при траншейной технологии для каждой нитки предусматривается разработка отдельной траншеи.

Таким образом, технология строительства ППМТ тоннелированием методом щитовой проходки обладает значительным преимуществом против традиционного траншейного строительства, перспективна для применения, в том числе и на территории Якутии.

Литература

1. Проект производства работ на строительство подводного перехода через р. Лена магистрального газопровода для газификации Заречных улусов Республики Саха (Якутия)/ ООО «Саханефтегазстрой»–Якутск, 2003 – 45 с.
2. Министр промышленности РС (Я) Стручков А.И. «О мероприятиях по ликвидации аварии на подводном газопроводе через реку Лена» URL: <http://old.iltumen.ru/index.html%3Fid=10563&y=2006&m=10.html>. Дата обращения: 12.10.2006.
3. О строительстве подводных переходов магистральных трубопроводов / Аммосов А. П., Корнилова З. Г. – Якутск: Изд-во ЯГУ, 2008 – 58 с.
4. Технология сооружения газонефтепроводов. Том 1 / Мустафин Ф. М., Быков Л.И., Васильев Г.Г. и др. – Уфа: Изд-во «Нефтегазовое дело», 2007- Т.1 – 632 с..

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ СПОСОБЫ СВАРКИ НЕПОВОРОТНЫХ СТЫКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ.

Р. Т. Малкандуев, А.В. Веревкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи с выработкой ресурсов магистральных трубопроводов актуальная проблема автоматизации сварки неповоротных стыков в сочетании с повышением надежности сварных соединений, особенно на трубопроводах большого диаметра (1020÷1420) мм и давлении до 75 атм. приобрела еще большую остроту. Принципиально решение этой проблемы может быть реализовано по двум различным направлениям.

Первое направление решает проблему путем сварки стыка одновременно по всему сечению и периметру на основе электроконтактной сварки, сварки трением и электронно-лучевой сварки с вакуумированием стыка. При этом требуется оборудование с большой пиковой мощностью и высокой стоимостью, что в условиях Севера и бездорожья неприемлемо, кроме того, при сварке давлением возникают проблемы с контролем качества сварного соединения.

Второе направление решает проблему на основе дуговых методов сварки с расчленением операций, подобно поточно-расчлененной ручной дуговой сварке.

Заварка корневого слоя осуществляется изнутри трубы. Последующие слои завариваются снаружи при сварке на «спуск», причем каждый автомат настроен только на один слой (один режим) и после его заварки перемещаются на следующий стык.

В настоящее время более перспективной представляется автоматизация сварки неповоротных стыков на базе дуговых процессов. Однако несмотря на достаточно длительный опыт разработки подобных методов и технических средств их реализация внедрения они не получили из-за отсутствия стабильных результатов.

Это можно объяснить тем, что методы дуговой сварки разрабатывались и предназначены по существу для сварки в нижнем положении.

Основными условиями сварки неповоротных стыков являются: направленный перенос электродного металла в сварочную ванну и удержание ванны расплавленного металла в положениях отличных от нижнего.

Можно выделить перспективное направление автоматизации процесса сварки неповоротных стыков на базе импульсного питания сварочной дуги с плавящимся электродом в защитных газах, а также само защитной порошковой проволокой.

Такой процесс свободно программируется, либо управляется автоматически при помощи обратных связей. Используя различные алгоритмы импульсной модуляции сварочного тока, для каждого слоя сварочного стыка, позволяют раздельно и независимо управлять плавлением и переносом электродного металла с одной стороны и плавлением и кристаллизацией основного металла с другой стороны. И что особенно важно, при управлении процессом сварки с обратными связями по состоянию дугового промежутка обеспечивается динамическая стабилизация сварочной ванны.

Для реализации алгоритмов управления процессом сварки разработан ряд замкнутых систем импульсного питания сварочной дуги [1]. Такая система различает три режима: короткое замыкание, нормальный режим сварки и холостой ход. При каждом режиме реализуется свой алгоритм управления, направленный на повышение технико-экономических и технологических показателей процесса.

На базе импульсного питания дуги создан действующий макет специализированного сварочного робота. Он имеет две степени (координаты) свободы - движение сварочной головки вокруг горизонтально расположенной трубы параллельно линии стыка по гибкой ленте и вращение сварочной головки вокруг оси перпендикулярной линии стыка и параллельной к образующей трубы для изменения угла наклона электрода для сварки углом назад или вперед, причем мнимый центр вращения проходит через сварочную ванну [2].

В процессе сварки неповоротного стыка осуществляется геометрическая и технологическая адаптация. Для этого имеется датчик пространственного положения сварочной ванны. Система связанного регулирования осуществляет управление приводами робота и параметрами импульсов сварочного тока с целью оптимального формирования шва.

Роботизированный процесс позволяет отказаться от поточно-расчлененного метода сварки и осуществить интеграцию операций по заварке неповоротного стыка, что существенно уменьшает время и трудозатраты на вспомогательные операции.

Литература

1. Патент Российской Федерации 2120843. Способ электродуговой сварки. Князьков А.Ф., Петриков А.В., Крампит Н.Ю., Опубликовано в бюл. № 30, 27.10.98
2. Князьков А.Ф. Веревкин А.В. Влияние угла наклона электрода на геометрию шва при сварке с импульсным питанием дуги в среде CO₂ // «Современные техника и технологии»: XIV Международная конференция – Томск: Изд-во ТПУ, 2008.– Т.1.– С. 256-257

МОДЕЛИРОВАНИЕ В ПРОГРАММНОМ ПРОДУКТЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОПЕРАЦИЙ РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА

В. В. Минцева, Р.С. Ладьсь

Научный руководитель: доцент А.К. Вансович

Омский государственный технический университет, г.Омск, Россия

Bentley AutoPIPE предоставляет комплексное и современное программное обеспечение использующая самые современные методы расчетов и моделирования, которые необходимы, чтобы спроектированная конструкция надежно работала. Программа предназначена для расчета нормативных напряжений трубопроводов, смещений и сил под воздействием статических и динамических вариантов нагружений. Напряжения, смещения, силы и моменты могут быть просмотрены прямо на модели. Возможность расчета подземных трубопроводов любого наклона, вертикальные и горизонтальные участки любой протяженности. Позволяет рассчитывать волновые нагрузки и характеристики плавучести при прокладке трубопроводов в воде в прибрежных районах, получить точные решения нелинейных задач с учетом трения в элементах конструкции.

Целью работы является моделирование участка трубопровода с проведением ремонтных операций, графический расчет нагруженного состояния и просмотр наиболее возможных вариантов поведения участка трубопровода при наличии различного рода воздействий.

В качестве объекта исследования рассмотрены надземные линии участка нефтепровода с наличием лупинга и компенсатора различных видов. Проведены ремонтные операции трубопровода посредством врезки в трубопровод фрезой. Заданы основные параметры, размещено некоторое техническое оборудование (краны) и опоры постоянного усилия. Программа автоматически рассчитывает нормативные напряжения, силы и моменты и смещения. Позволяет увидеть наиболее опасные сечения и устранить напряжения в критических точках. Наглядно моделирует деформацию участка трубопровода при воздействии сил гравитации, различных температурах и сразу предоставляет математические данные о произошедших изменениях.

В ходе работы было исследовано поведение магистрального участка трубопровода под воздействие различного рода сил с помощью программного обеспечения Bentley AutoPIPE.

Смоделируем ситуацию: при проверке подземного трубопровода обнаружили участок подверженный коррозии, который необходимо заменить. Для ремонта воспользуемся перекрытием трубопровода с двух сторон и вырежем дефектный участок. Наиболее приемлемой является технология по врезке фрезой под давлением. Она применяется во многих случаях - от устранения аварийных ситуаций и до масштабных модификаций, проводимых на действующих трубопроводах. Врезка под давлением - это метод подсоединения к трубе или резервуару, которые в данный момент находятся под давлением в процессе эксплуатации. Преимущества данного метода: возможность проведения ремонта без остановки трубопровода и исключается потеря производительности и снабжения. Позволяет произвести врезку в трубопроводные системы с различными рабочими средами, например, с природным газом, водой, паром или нефтью при следующих параметрах сред: Давление до 100 бар и температуре рабочей среды 38С; Давление до 48 бар и температуре рабочей среды 370С. Диапазон диаметров труб для врезки от 6 до 1800 мм.

Для проведения врезки могут использоваться различные способы. Один из них предполагает приваривание на трубопровод тройника с фланцем, в которой затем монтируется заглушка. Это дает возможность не оставлять на трубопроводе задвижку. Затем на тройник ставится временная задвижка, на которую монтируется машина для врезки. При помощи фрезы через задвижку производится сверление отверстия. При этом высверленный купон остается на направляющем сверле. После завершения врезки в трубопровод фреза прячется в адаптер, а задвижка закрывается. При помощи того же оборудования, которое использовалось для сверления, производится установка заглушки во фланец тройника. Затем проводится демонтаж задвижки, после чего тройник закрывается глухим фланцем.

На данный промежуток времени пока идет замена участка трубопровода подверженного коррозии нам необходимо построить обходной трубопровод. Мы смоделировали участок трубопровода в программе Bentley AutoPIPE (рис 1). Расставили опоры в необходимых местах. И начали рассматривать поведение трубопровода при воздействии различных нагрузок. При воздействии различной температуры трубопровод будет деформироваться по разному.

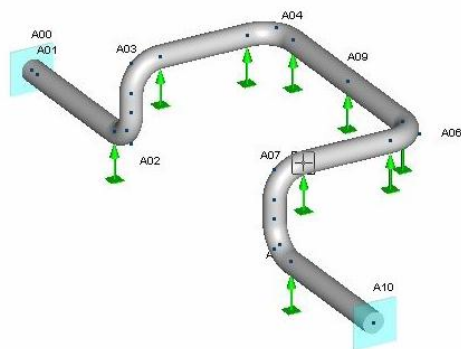


Рис. 1

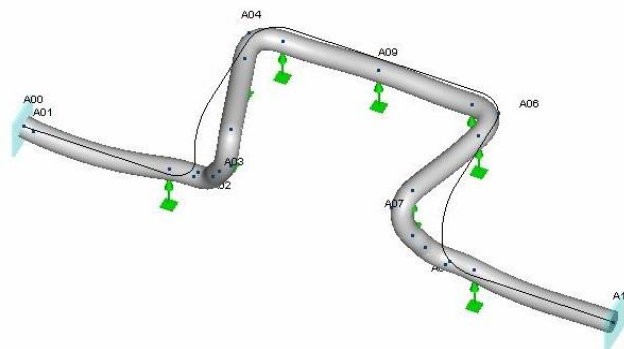


Рис. 2

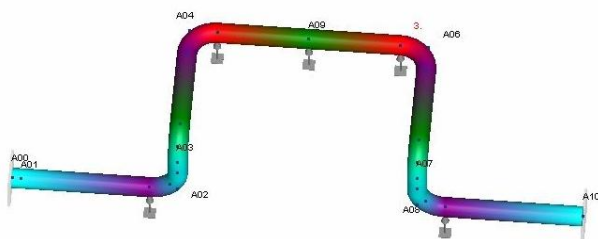


Рис. 3.

Например, в нашем трубопроводе температура будет 37 градусов, и программа позволяет увидеть, насколько произойдет расширение участка трубы, и в каком месте оно будет наиболее опасно. Далее мы рассматриваем наш участок трубы под воздействием собственного веса трубы, или силы гравитации. Наблюдается наибольшая деформация в местах поворотов трубопровода и смещение по оси X (рис 2). Программа позволяет увидеть, на сколько произойдет смещение в каждую сторону. Необходимо так

же знать как будет реагировать на напряжение наш трубопровод. Программа выделяет различными цветами напряжение, мы наблюдаем, в каком месте оно будет максимальным, а в каком допустимым (рис 3). Программа сразу рассчитывает допускаемое напряжение и во сколько раз в данной точке напряжение выше допускаемого. По этим отношениям можно в общем виде показать напряжения по всему участку. Все данные выводятся на компьютер, что облегчает расчеты вручную. С помощью программного обеспечения Bentley AutoPIPE легко и быстро смоделировать, рассчитать и проанализировать любую ситуацию и любой вид трубопровода. Помогает распознать возможные аварийные ситуации и сразу найти методы по их предотвращению.

Литература

1. Основы нефтегазового дела А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – УФА, 2001.
2. Официальный сайт Bentley AutoPIPE <http://www.bentley.com/en-US/Products/Bentley+AutoPIPE/>

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПЫТАНИЯ НА РАЗРЫВ ПРИ РЕМОНТЕ ТРУБОПРОВОДОВ РАЗЛИЧНЫМИ ТЕХНОЛОГИЯМИ

Э.Н. Михайлова, Т.А. Убайдулаев

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Выборочный ремонт является часто применяемый методом и осуществляется рядом технологий и конструкций, поэтому исследование надежности таких технологий является актуальной задачей.

В 2006 году Корейской газовой корпорацией (Korea Gas Corporation) был проведен сравнительный анализ различных технологий ремонта испытанием на разрыв магистрального трубопровода. Марка стали API 5L X65 (предел текучести 65 тысяч фунтов на квадратный дюйм = 448.175 МПа), Ду=762 мм, толщина стенки 17.5 мм. Целью данного исследования являлось изучение поведения отремонтированной трубы, используя испытания на разрыв и подбор лучшей технологии ремонта для корейских трубопроводов.

Поврежденные трубопроводы были отремонтированы сварной муфтой, КМТ, заваркой и Clock Spring.

Таблица 1

Методы ремонта и расположение дефектов

Тип	Расположение или метод	Размер дефекта		
		Длина, мм	Ширина, мм	Глубина, мм
Поврежденная труба	Основной металл (А)	200	50	14
	Сварной шов (В)	200	50	14
	V-образный надрез (С)	440	30	14
Отремонтированная труба	Сварная муфта (А)	200	50	14
	Сварная муфта (В)	200	50	14
	КМТ (А)	200	50	14
	КМТ(В)	200	50	14
	КМТ (С)	440	30	14
	Clock Spring(А)	200	50	14
	Clock Spring(В)	200	50	14
	Наплавка металла 1	200	50	8.8
Наплавка металла 2	150	50	11.5	

Испытание было проведено повышением внутреннего давления до 28.44 МПа. Длина испытуемой трубы 2.5 м, на оба конца поставлены заглушки. Давление повышалось со скоростью 0.25 МПа/мин до 19.6 МПа, и 0.15 МПа/мин до 28.44 МПа. Изменение давления фиксировалось раз в секунду, при помощи компьютера. Для наблюдения за деформацией к телу поврежденной и ремонтируемой трубы были подсоединены датчики



Рис.1. Испытания компании KOGAS

Таблица 2

Результаты испытания KOGAS

Классификация		Приложенное давление (МПа)	Кольцевые напряжения (МПа)	Разрыв
Поврежденная труба	А	17.15	373.70	Да
	В	17.84	388.65	Да
	С	8.72	190.06	Да
Отремонтированная труба	Сварная муфта (А)	30.77	670.53	Нет
	Сварная муфта (В)	30.18	657.72	Нет
	КМТ (А)	29.40	640.63	Нет
	КМТ(В)	29.89	651.31	Нет
	КМТ (С)	30.28	659.85	Нет
	Clock Spring(А)	25.87	563.76	течь
	Clock Spring(В)	28.42	619.28	Нет
	Наплавка металла 1	28.32	617.15	Нет
Наплавка металла 2	28.32	617.15	Нет	

При исследовании достоинств и недостатков, безопасности и надежности каждого метода ремонта, была подтверждена эффективность и безопасность технологий ремонта используемых для различных дефектов. Приварная муфта, КМТ и Clock Spring имеют фактор безопасности более чем 2.5 при рабочем давлении 7.85 МПа. Исследованные технологии могут быть использованы для ремонта работающего трубопровода с дефектами до 80 % . заварка при глубине дефектов до 65 % от толщины стенки.

Литература

1. РД-23.040.00-КТН-090-07 Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов. – М., 2006
2. РД-23.040.00-КТН-011-11 Классификатор дефектов магистральных и технологических нефтепроводов.
3. Eric Quick – Clock Spring Company L.P.– Southern gas association – М., 2011
4. American Society of Mechanical Engineers (2003). Gas transmission and Distribution Piping Systems, ASME B31.8. USA.

НОВЫЙ ПОДХОД К СИСТЕМЕ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОПАСНЫХ ПРОЦЕССОВ НА ОБЪЕКТАХ ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА НА ОСНОВЕ ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ГЕОТЕХНИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА

М.Л. Николаев, В.С. Каленский

Научный руководитель профессор В.Я. Великоднев

*Всероссийский научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий
Газпром ВНИИГАЗ, г. Москва, Россия*

В настоящий момент строители и эксплуатационники трубопроводов не обладают абсолютно надежными методами и средствами контроля и оценки начального уровня качества, с которым трубопровод вступает в эксплуатацию, и прогноза его поведения во время эксплуатации. Кроме того если учитывать непредсказуемые и непрогнозируемые воздействия на трубопровод внешних сил, к настоящему времени гарантировать безотказную работу линейной части трубопроводов не представляется возможным [2].

Это подтверждается статистическими материалами [1,4,7] по отказам трубопроводов в России, странах ближнего и дальнего зарубежья.

В связи с этим, в настоящее время, все более широкое применение получают волоконно-оптические системы (ВОС) мониторинга контроля состояния важных естественных объектов и искусственных сооружений.

ВОС мониторинга имеют уникальные особенности, по сравнению с другими методами мониторинга состояния трубопроводов. Возможность измерения температуры и деформации в огромном количестве точек по одному волокну закономерно представляет огромный интерес, прежде всего для мониторинга протяженных структур, таких как трубопроводы, линии электропередач, дороги, нефтяные скважины.

В стандартные функции ВОС входят:

- Определение продольных деформаций трубопровода;
- Определение утечек (локализация 0,4 м);
- Определение несанкционированного доступа;
- Определение мест сужения проходного сечения трубопровода;
- Определение смещения грунта;
- Контроль температуры грунта;
- Использование ВОС системы в телекоммуникационных целях.

Такие системы достаточно хорошо известны и уже более 20 лет с успехом используются за рубежом. Однако все существующие волоконно-оптические системы не могут зарегистрировать зарождение и развитие дефекта. Преимущественно они дают информацию о положении трубопровода в пространстве, температуре окружающей среды, возникновении утечек, смещении грунта. Вместе с тем, системы ультразвуковой, внутритрубной дефектоскопии, которые могут определить наличие дефекта, до достижения им критических значений, имеют ряд серьезных ограничений, а главным их недостатком является периодический характер мониторинга.

Хорошим примером сказанного является авария, которая произошла весной 2006 года на одном из магистральных нефтепроводов большого диаметра (1220×14,8 мм, по непосредственным измерениям) и сроком эксплуатации 30 лет, в результате чего нанесён определённый ущерб экологии в виде загрязнения поверхности грунта и попадания нефти в реку. В 2003 году на участке, включающем место аварии, был выполнен капитальный ремонт нефтепровода с заменой труб. При этом использованы прямошовные трубы, изготовленные в ОАО «Челябинский трубопрокатный завод» по ТУ 14-3-1698-2000 из стали марки 17Г1С-У. Класс прочности K52. Заводское испытательное давление 8,33 МПа. Трубы имеют заводское изоляционное покрытие, состоящее из эпоксидной грунтовки, адгезива, полиэтилена толщиной 3 мм. Для изолирования стыков применена специальная термоусаживающая пленка. При сдаче в эксплуатацию участок, где выполнен капитальный ремонт, испытан под заводским давлением. В 2004 году (т.е. после капитального ремонта) нефтепровод обследовался внутритрубным магнитным дефектоскопом MFL, который не обнаружил никаких дефектов на участке, включающем место аварии [3].

В данном случае, по каким-то причинам трещина развивалась быстрее, чем обычно и достигла критических размеров, до даты проведения внутритрубной диагностики по плану.

Таким образом, для решения этих проблем, в настоящее время ведутся работы по созданию ВОС, которая может объединить в себе преимущества непрерывного мониторинга и возможности точной локализации дефектов, которые могут вызвать продольные разрушения. Целью этой статьи является краткое описание принципа работы такой системы.

Как известно, с точки зрения механики разрушения можно выделить пять этапов продольного разрушения трубопровода [2,6].

Первый этап. Медленное развитие дефекта. За счет накопления повреждений и их слияния, за счет имевшихся и вновь образованных дефектов на этом этапе происходит медленное развитие макродефекта до уровня появления несквозной трещины Гриффитса. Увеличение размеров дефекта вызывается возрастающим напряжением или развивающимся механизмом, создающим высокие микронапряжения.

Второй этап. Иницирование несквозной трещины Гриффитса. Продолжение роста трещины на этом этапе обуславливается высоким, пиковым уровнем концентрации кольцевых растягивающих напряжений в вершинах трещины и возможными колебаниями в допустимых пределах этих напряжений от изменения режима работы трубопровода. Конец этапа соответствует моменту появления сквозной щели - магистральной трещины.

Третий этап. Условно стабильный рост магистральной трещины до критических размеров. Рост магистральной трещины объясняется сохраняющимся высоким уровнем концентрации растягивающих напряжений в вершинах трещин.

Четвертый этап. Распространение разрушения. Разрушение происходит за счет накопленной в металле труб и транспортируемом продукте упругой деформации металла и энергии сжатия продукта.

Пятый этап. Торможение и остановка разрушения.

Таким образом, наибольший интерес для нас в данном случае представляет третий этап условно стабильного роста магистральной трещины, в некоторых случаях он может достигать 90% времени от всего ресурса трубопровода. В связи с этим, на данном этапе большое практическое значение имеет определение безопасной длины продольной магистральной трещины, под которой здесь понимается продольная магистральная трещина по своей протяженности, еще не достигшая критической длины и при которой процесс дальнейшего роста трещин может принять самопроизвольный спонтанный характер.

Ориентировочные границы безопасных длин магистральных трещин, можно определить, используя механическую оценку, описанную в книге В.Г. Демченко [2], а также используя методику В.П. Столова [9].

Способности волоконно-оптической системы регистрировать дефекты в трубопроводе, до наступления ими критических значений основан на эффекте при котором в трубопроводе под действием внутреннего давления края трещины выгибаются наружу образуя локальные деформации (см. Рис. 1). Чтобы учесть этот эффект Фолиасом [10] теоретически был получен поправочный коэффициент МФ. Таким образом, определить величину действующих кольцевых напряжений в теле трубы с трещиной, можно умножив величину кольцевых напряжений от внутреннего давления на поправочный коэффициент МФ. Данный метод подтверждают результаты программы испытаний труб при различных давлениях, выполненные Даффи, Айбером, Мэкси, Мак Клуром и Кифнером [11].

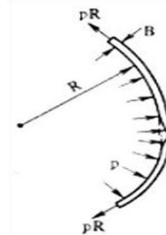


Рис. 1. Выгибание области с трещиной

Однако продольный сенсор не способен уловить все локальные деформации, так как трещины преимущественно образуются в продольном направлении.

Для решения этой проблемы была разработана принципиально новая схема установки оптических сенсоров на сегмент трубопровода, сочетающая четыре продольных и один спиральный сенсор с шагом не превышающим значение максимальной длины трещины для данного трубопровода.

Теоретические расчеты уже показали перспективность данной схемы установки ВОС. Другим преимуществом является то, что такие трубопроводы будут поставляться на трассу уже с установленными сенсорами, которые достаточно будет лишь соединить между собой с помощью оптической сварки. Это позволит значительно сократить время монтажа, а также уменьшит количество брака.

На данный момент проводятся испытания опытного образца, которые позволят наглядно оценить эффективность предложенной системы установки сенсоров, а также приблизит нас к пониманию процесса зарождения и роста трещин в трубопроводе.

Литература

1. Анучкин М.П. Прочность сварных магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1964. – 541с.
2. Безопасность трубопроводных систем/ И. Мазур. О.Иванцов – М.: ИЦ «Елима», 2004.
3. Бородавкин П.П. Подземные магистральные трубопроводы. – М.: Недра, 1982.– 383 с.
4. Великоднев В.Я., Голубин С.И., Николаев М.Л. Геотехнический мониторинг состояния трубопроводов с помощью волоконно-оптических кабельных систем // Международный журнал «Геотехника» – Москва, 2011 – №5 – С. 22-29.
5. Гумеров А.К., Шмаков А.К., Хайрутдинов Ф.Ш. Механизмы разрушения магистральных трубопроводов с приварными элементами // Нефтегазовое дело – Москва, 2007.
6. Даффи А.П. и др. Практические примеры на сопротивление хрупкому разрушению трубопроводов под давлением – Разрушение. Т. 5. – М.: Машиностроение, 1977. – С. 146-209.

7. Декларация о намерениях инвестирования в развитие газотранспортной системы Сахалин-Хабаровск-Владивосток, Том 2, 4400-ГТС ДВ-ДН-ОВОС.
8. Демченко В.Г., Демченко Г.В. Магистральные трубопроводы. Надежность условия работы и разрушений – М.: Недра, 2007 – 304 с.
9. Дубинский Н.М. надежность систем газоснабжения. – Киев: Техника, 1970.
10. Сафонов В.С., Одишария Г.Э., Шеберстов Е.В., Обоснование показателей безопасности и анализ риска при эксплуатации подводного перехода газопровода «Россия -Турция» через Черное море. (ООО «ВНИИГАЗ»), 2003 – С. 124 -142
11. Столов В.П. Математические модели трещиноподобных дефектов.– Москва 20
12. Шмаль Г.И., Иванцов О.М. Надежность магистральных нефтепроводов и газопроводов в России // Строительство трубопроводов.–М., 1994 – №1 – С. 6 -14.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОТЕКТОРОВ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ

Д.С. Рожкова, А.А. Мильке

Научный руководитель профессор В.И. Хижняков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Причина почвенной коррозии подземных металлоконструкций – перетекание электронов с металла в грунт при повреждении изоляции. Этот процесс происходит из-за того, что в любом грунте содержится вода. Как мы знаем, вода представляет собой диполь Н-ОН. Положительно заряженная сторона разворачивается к трубе и забирает 1 электрон. Т.к. в металле металлическая связь и все электроны «общие» происходит обеднение трубы электронами в результате чего катионы железа перестают быть связаны электронным облаком и взаимодействуют с ОН группой образуя $Fe(OH)_3$ – железную руду, таким образом происходит коррозия металлов в земле.

Этому можно воспрепятствовать созданием постоянного тока между внешним анодом (протектором), с катодом (трубопроводом). Метод защиты металлов протекторами заключается в том, что к трубопроводу подключают через кабель пластины металла, имеющего более низкий водородный потенциал, которые, естественно, растворяются и разрушаются в первую очередь, защищая основное изделие от коррозии. Хотя суммарные потери металла при этом увеличиваются, металлоконструкция остается целой, и даже имеющиеся на ней локальные коррозионные дефекты перестают развиваться.

Особенно показан данный метод: на опасных участках трубопроводов, где невыгодно или невозможно построить станции катодной защиты; на подземных переходах, поймах рек, экологически неустойчивых зонах, территориях предприятий, а также в зонах воздействия блуждающих токов; на трубопроводах в комплексе с СКЗ для обеспечения защитного потенциала на участке между СКЗ; на магистральных трубопроводах вдали от источников электроэнергии; на резервуарах для агрессивных жидкостей – нефти и нефтепродуктов, подтоварной воды и т.п. (при химическом распаде нефтяных эмульсий выделяется минерализованная вода), вызывающих интенсивную коррозию днища и нижних поясов; на морских сооружениях, судах, танкерах

Почему мы используем именно магниевый протектор? Дело в том, что только сплавы магния способны в этих условиях вывести подверженный опасности коррозии металл на должный уровень защитного потенциала, потому что магний обладает наибольшей электроотрицательностью. Для защиты других сооружений, например, резервуаров применяются также протекторы из сплавов цинка и алюминия. Цинковые протекторы применяются в резервуарах, содержащих пожароопасные жидкости, т.к. цинк имеет низкую способность искрообразования и при растворении не образуются продукты, загрязняющие рабочую среду. Разность потенциалов между анодом и катодом определяет площадь защитного действия протектора. У магниевых протекторов анодный потенциал почти в два раза выше, чем у цинковых, поэтому их требуется примерно вдвое меньше, чем цинковых или алюминиевых. Также у магния и его сплавов отсутствует поляризация, снижающая токоотдачу, алюминий же склонен к образованию на его поверхности плотного окисного слоя – именно эти факторы определяют преимущественное использование магниевых протекторов для защиты подземных сооружений. Обычное соотношение поверхностей протектора и защищаемого металла – от 1:200 до 1:1000. В условиях подземной коррозии коэффициент полезного использования магниевого протектора достигает 60%, алюминиевого – 20-50%, цинкового – 80%. Срок эксплуатации (до выработки протекторного тела) зависит от характера почвы, качества изоляции и массы протектора и составляет 5-15 лет.

При эксплуатации объектов, защищенных только антикоррозионными покрытиями, сквозные повреждения металла возникают уже через 5-8 лет (при наличии блуждающих токов – через 2-3 года). Установка протекторов позволяет значительно увеличить этот срок и снизить эксплуатационные затраты на защиту от коррозии трубопроводов и резервуаров.

С помощью одного магниевых анода защищают до 8 км трубопровода. Протекторная защита широко распространена - например, в США на производство протекторов ежегодно расходуется около 11,5 тыс. т алюминия».

Таблица

Электрохимические характеристики протекторов

Наименование характеристик	Единица измерения	Величина
Стационарный потенциал по медно-сульфатному электроду сравнения	В	Минус 1,5
Теоретическая токоотдача	А·ч/кг	2330
Коэффициент полезного действия:	Б/р	60
Удельное электрическое сопротивление активатора	Ом·м	1,6

Для эффективной работы протектора обычно используется активатор (наполнитель, засыпка) – смесь гипса, глины, сульфата натрия и других солей, имеющих повышенную электропроводность. Активатор стабилизирует удельное электрическое сопротивление грунта вокруг протектора и способствует уменьшению сопротивления растеканию протектора. Слой активатора может быть толщиной до 10 см. Протекторы с припаянным к нему дренажным проводником (как правило, медносульфатный электрод) помещаются вместе с активатором в хлопчатобумажный мешок, который и устанавливается в грунт [2].

Исходными данными для проектирования протекторной защиты являются: диаметр трубопровода; удельное электрическое сопротивление грунта вдоль сооружения; электрохимические характеристики протекторов;

Существуют различные схемы установки протекторов – как одиночных, так и группами, в зависимости от сооружений, которые необходимо защитить, и сред, в которых эти сооружения находятся. В местах установки организуется контрольноизмерительный пункт (КИП), с помощью которого отслеживается состояние каждого протектора. Расстояние устанавливаемого протектора от трубопровода определяется состоянием изоляционного покрытия и удельным сопротивлением грунта. Обычно оно составляет 3—7 м для одиночных протекторов и 10—15 м при групповой установке. Зона действия протекторной защиты определяется расчетом. Для примера, 10-килограммовый магниевый протектор защищает отрезок трубопровода длиной 1-2 км, при этом протекторы могут устанавливаться как одиночно, так и группами по 5-15 штук на расстоянии 5 м от трубопровода. Глубина установки протекторов должна быть не менее глубины сезонного промерзания грунта [1].

Преимущества протекторной защиты трубопроводов и резервуаров: простота монтажа, эффективность, рентабельность, независимость от источника тока, возможность локальной установки. В итоге полезная металлоконструкция служит долго, а коррозия разрушает недорогой возобновляемый протектор. Стоимость установки магниевых протекторов 5% от общей стоимости трубопровода, при защите его только протекторами и изоляцией, и на сегодняшний день это один из самых технологичных способов защиты от коррозии.

Литература

1. Кованова Н.К. Коррозия и защита металлов: уч. пособие – Уфа: Изд-во Уфа, 2003. – 179 с.
2. Рахманкулов Д.Л. Электрохимическая защита от коррозии в примерах и расчетах – М.: Изд-во Москва, 2003. – 160 с.
3. Улиг Г.Г., Ревы Р.У. Коррозия и борьба с ней. Введение в коррозионную науку и технику – М.: Изд-во Москва, 1989. – 456 с.

ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ СВАИ ДЛЯ УСТРОЙСТВА ФУНДАМЕНТА РВС-50000

В.В. Савельев, А.В. Грузин

Научный руководитель доцент А.В. Грузин

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

В нефтегазовой отрасли постоянно ведется поиск технологий, которые бы позволили минимизировать расходы на этапе строительства с одновременным обеспечением необходимых эксплуатационных свойств возводимых зданий и сооружений [1]. Поскольку строительство хранилищ для хранения жидких углеводородов сопряжено со значительными капитальными затратами и значительная доля этих расходов приходится на устройство фундамента резервуара, то очевидна перспективность поиска прогрессивных технологий, которые позволили бы уменьшить эти затраты. Одним из направлений поиска путей рационального расходования материалов является анализ влияния геометрических параметров элементов свайного фундамента на его несущую способность.

В ходе выполненных исследований по существующей методике [2] были рассчитаны: значения несущей способности забивной висячей сваи с поперечным сечением в виде квадрата площадью от 0,04 кв.м до 0,16 кв.м (см. рис. 1) и длиной от 3 до 6 метров, необходимое количество свай и потребное количество бетона для устройства свайного фундамента. В качестве исходных данных для расчёта использованы массогабаритные характеристики резервуара РВС-50000. В качестве грунта основания был выбран песок средней крупности. Как видно из представленных данных, одинаковой несущей способностью обладают сваи, имеющие различные геометрические размеры, и, как следствие, требуется различный объём бетона для их изготовления. Для комплексной оценки влияния геометрических параметров сваи на её несущую способность, была проанализирована удельная несущая способность сваи (см. рис. 2). Данная характеристика позволяет оценить эффективность использования материала сваи.

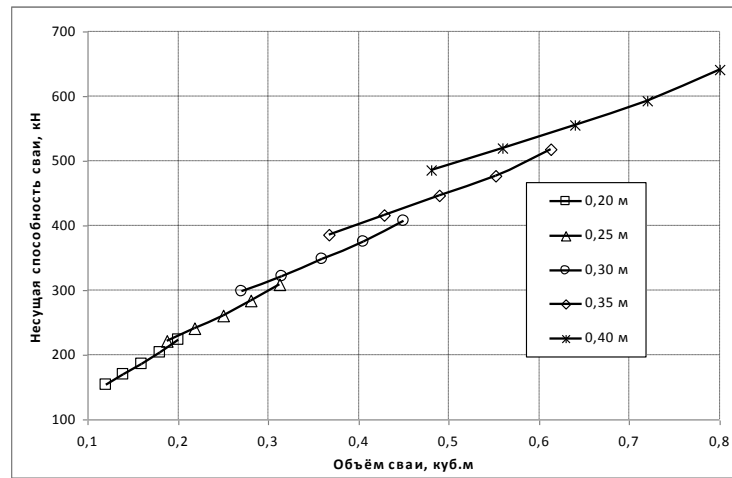


Рис. 1. Зависимость несущей способности забивной висячей сваи квадратного сечения от её объёма для различных величин стороны поперечного сечения

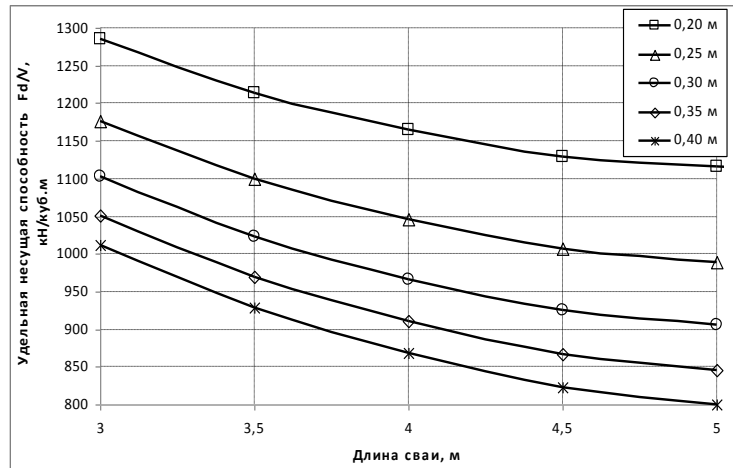


Рис. 2. Зависимость удельной несущей способности забивной висячей сваи квадратного сечения от её длины для различных величин стороны

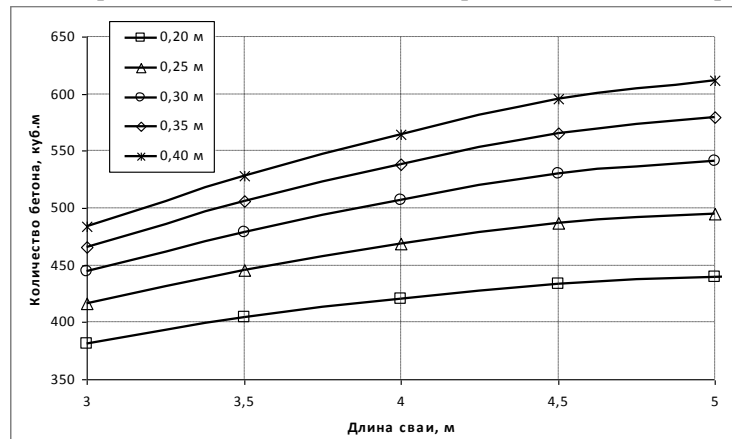


Рис. 3. Зависимость потребного количества бетона для изготовления свай квадратного сечения от длины сваи для различных величин стороны её поперечного сечения

Полученные данные позволили установить, что увеличение размера стороны поперечного сечения сваи с 0,2 м до 0,4 м уменьшает удельную несущую способность сваи длиной 3 м в 1,27 раза, для сваи длиной 5 м в 1,39 раза. При увеличении длины сваи со стороны равной 0,2 м с 3 м до 5 м, её удельная несущая способность уменьшается в 1,15 раза, а для стороны равной 0,4 м – в 1,26 раза.

Выполненные расчёты показали, что увеличение размера стороны поперечного сечения сваи длиной 3 м с 0,2 м до 0,4 м увеличивает расход бетона для изготовления необходимого количества свай с 381 куб.м до 484 куб.м (в 1,27 раза) (см. рис. 3). При увеличении длины сваи со стороны равной 0,2 м с 3 м до 5 м, расход бетона для изготовления необходимого количества свай увеличивается с 381 куб.м до 439 куб.м (в 1,15 раза).

Таким образом, в ходе выполненных исследований было установлен характер влияния геометрических размеров сваи на количество бетона, необходимого для изготовления свай фундамента. Использование забивной вишней сваи квадратного сечения со стороной 0,2 м и длиной 3 м позволит минимизировать расход потребного бетона для изготовления необходимого количества свай.

Литература

1. Грузин А.В., Грузин В.В. Анализ удельной несущей способности свай с различной формой поперечного сечения. // Актуальные проблемы современности: Международный научный журнал. – Караганда: Болашак-Баспа, 2009. – №12(46). – С. 27–30.
2. СНиП 2.02.03-85. Свайные фундаменты. / Госстрой СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986. – 48 с.

ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДОВ РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ БЕЗ ОСТАНОВКИ ТРАНСПОРТИРОВКИ ПРОДУКТА

А.М. Садыков, А.Л. Саруев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современная концепция ремонта линейной части магистральных нефтегазопроводов предусматривает обеспечение эксплуатационной надёжности трубопроводных систем при минимальных затратах. Разработка, развитие методов диагностики и ресурсосберегающих научно обоснованных технологий ремонта линейной части магистральных нефтегазопроводов без остановки транспортировки продукта являются актуальными в настоящее время и будут актуальны всегда.

Под действием нагрузок и воздействий на ремонтируемом без остановки перекачки нефтепровода происходит его продольно-поперечный изгиб. В зависимости от направления продольных сил уравнение продольно-поперечного изгиба имеет вид:

$$EI y^{IV} \pm N y'' = q; \quad (1)$$

где EI – параметр продольной жесткости трубопровода;

N – продольная сила (сжимающая или растягивающая);

q – распределенная нагрузка.

Для решения задачи продольно-поперечного изгиба участка нефтепровода используется метод перемещений. В этом случае независимо от расчетной схемы участка нефтепровода основная система распадается на балки с защемленными концами. Канонические уравнения метода перемещений для расчетной схемы в общем случае имеют вид:

$$\begin{aligned} r_{11} Z_1 + r_{12} Z_2 + r_{13} Z_3 + R_{1p} &= 0; \\ r_{21} Z_1 + r_{22} Z_2 + r_{23} Z_3 + R_{2p} &= 0; \\ r_{31} Z_1 + r_{32} Z_2 + r_{33} Z_3 + R_{3p} &= 0, \end{aligned} \quad (2)$$

где R_{1p}, R_{2p}, R_{3p} – реакции вновь введенных связей, вызванные внешними нагрузками и воздействиями; Z_1, Z_2, Z_3 – углы поворота опорных сечений;

r_{ik} – реакция связи i , вызванная единичным перемещением связи k , $i = 1, 2, 3; k = 1, 2, 3$.

С учётом граничных условий получены формулы для определения изгибающих моментов в опорных сечениях от каждого вида нагрузки или воздействия.

Уравнение (1) действительно не на всём протяжении вскрытого участка ремонтируемого трубопровода. На участке присыпки, где имеет место отпор грунта нарушенной структуры, для выбранной системы координат дифференциальное уравнение имеет вид:

$$EI y^{IV} - N y'' = q_0 + k_1 (y_Q - y) + k_2 (y_Q - y)^2, \quad (3)$$

где k_1 и k_2 – коэффициенты, определяемые по методу наименьших квадратов;

y_Q – осадка на участке присыпки;

q_0 – распределённая нагрузка на участке присыпки.

Для решения поставленной задачи используется метод Бубнова-Галеркина, в соответствии с которым для приближённого решения вычисляется постоянная A – характеристика отпора грунта. Таким образом определяются изгибающие моменты и реакции опор по формулам:

$$M_{изг} = EI y'' A; \quad (4)$$

$$R_{оп} = EI y''' A, \quad (5)$$

где $M_{изг}$ – изгибающие моменты в опорных сечениях;

$R_{оп}$ – реакции опор в опорных сечениях.

Проведено исследование количественной зависимости изгибных напряжений на ремонтируемом участке нефтепровода от его осадки, что позволило выбрать технологическую схему ремонта, количество и мощность подъемных средств.

Применительно к принятой технологической схеме ремонта показано влияние на НДС трубопровода веса ремонтных машин, обоснованы и рекомендованы основные технологические параметры:

- оптимальные расстояния между опорами;
- рациональные значения шага ремонтной колонны и на его основе эмпирические формулы для расчёта линейных технологических параметров;
- минимальные расстояния от опорных устройств до кольцевых стыков и их взаимосвязь с другими технологическими параметрами.

Исследовано влияние на НДС отпора грунта на участке присыпки, которое показало, что постоянная A (характеристика отпора грунта) составляет от 0,82 до 0,92. Учет отпора грунта на участке присыпки позволил уточнить изгибные напряжения в опорных сечениях, и при реальных значениях технологических параметров их расчетные значения снижаются на 8...18 %.

Согласно существующим нормативам подъем, удержание и укладка нефтепровода, не имеющего дефектов, могут производиться без остановки перекачки со снижением давления на участке до 2,5 МПа. Проведённые исследования показали, что в ряде случаев такая величина давления нефти превышает требования прочности ремонтируемого трубопровода, или, наоборот, предел прочности позволяет выполнять ремонтные работы при более высоком давлении.

Была предложена зависимость, выведенная из положений СНиП 2.05.06-85*:

$$\Delta T = 1/\alpha_t E (\sqrt{(1 - 0,75 \sigma_k / R_2)^2 - 0,5 \sigma_k / R_2}) R_2 + \nu_k \sigma_k \pm \sigma_u, \quad (6)$$

где ΔT – температурный перепад, °С;

α_t – коэффициент линейного расширения;

E – модуль упругости, Па;

σ_k – кольцевые напряжения от внутреннего давления нефти, Па;

R_2 – расчётное сопротивление металла трубопровода, Па;

ν_k – коэффициент продольной деформации;

σ_u – напряжения изгиба, Па.

Предложенный метод позволяет назначать допустимое давление с учётом следующих факторов:

- диаметра трубопровода, толщины его стенки;
- температурного перепада;
- изгибных напряжений;
- категории участка;
- предела текучести трубной стали.

В порядке проверки результатов теоретических исследований на ремонтируемом участке нефтепровода диаметром 1220 мм были проведены комплексные экспериментальные исследования НДС. Программа экспериментальных исследований включала измерения технологических параметров ремонтной колонны, высотного положения ремонтируемого участка, напряжений изгиба в сечении трубопровода. Измерения проводились при прохождении ремонтной колонны в рабочем режиме.

В качестве основного метода исследования использовался метод прямого тензометрирования изменений деформаций стенки трубопровода в процессе прохождения ремонтной колонны.

В проделанной работе разработан и научно обоснован технологический процесс капитального ремонта нефтепроводов больших диаметров с подкопом без остановки перекачки.

Литература

1. Кудакеев С.М., Аминев Ф.М., Аскарлов Р.М., Файзуллин С.М. Диагностика и ремонт магистральных газопроводов // Газовая промышленность. - М., 2004. - № 5. - С. 17-19.
2. Хайруллин Ф.Г., Аскарлов Р.М. О продольно-поперечном изгибе нефтепровода при ремонте без подъема // Надежность магистральных нефтепроводов: Сб. научн. тр. / ВНИИСПТнефть. - Уфа, 1981. - Вып. 26. - С. 52-59.
3. Аскарлов Р.М., Хайруллин Ф.Г. Экспериментальные исследования напряженного состояния ремонтируемого участка нефтепровода диаметром 1220 мм // Обеспечение надежности магистральных нефтепроводов в условиях эксплуатации: Сб. научн. тр. / ВНИИСПТнефть. - Уфа, 1986. - С. 48-50.
4. РД 39-30-451-80. Руководство по расчёту на прочность участка подземного трубопровода диаметром 1020 и 1220 мм при ремонте без подъёма / Р.М. Аскарлов и др. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1980. - 83 с.
5. СТО Газпром 2-2.3-231-2008. Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов / Р.М. Аскарлов и др. - М.: ИРЦ «Газпром», 2008. - 71 с.

**ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ГРУНТА НА НЕСУЩУЮ СПОСОБНОСТЬ СВАИ
В УСЛОВИЯХ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ**

В.Ю. Семелит, А.В. Грузин

Научный руководитель доцент А.В. Грузин

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Строительство зданий и сооружений в силу особенностей географического положения и природно-климатических и инженерно-геологических условий Крайнего Севера сопряжено, как правило, с необходимостью обеспечения их эксплуатационной надёжности в экстремальных условиях при непереносимом условии рационального расходования необходимых строительных материалов. Существенным фактором, влияющим на возможность обеспечения потребных свойств вечномерзлого грунта, является зависимость его прочности от температуры. Поэтому одним из направлений поиска путей рационального расходования материалов является анализ влияния температуры вечномерзлого грунта на его прочностные характеристики.

В ходе выполненных исследований были рассчитаны значения несущей способности висячей забивной сваи для мерзлых песчаных и глинистых грунтов различной температуры. В качестве исходных данных для расчёта была выбрана свая квадратного поперечного сечения ГОСТ 19804-91 со стороной 0,35 м и длиной 12 м [1]. При расчёте несущей способности висячей забивной сваи были использованы известные методики [2,3]. Результаты расчётов представлены на рис. 1.

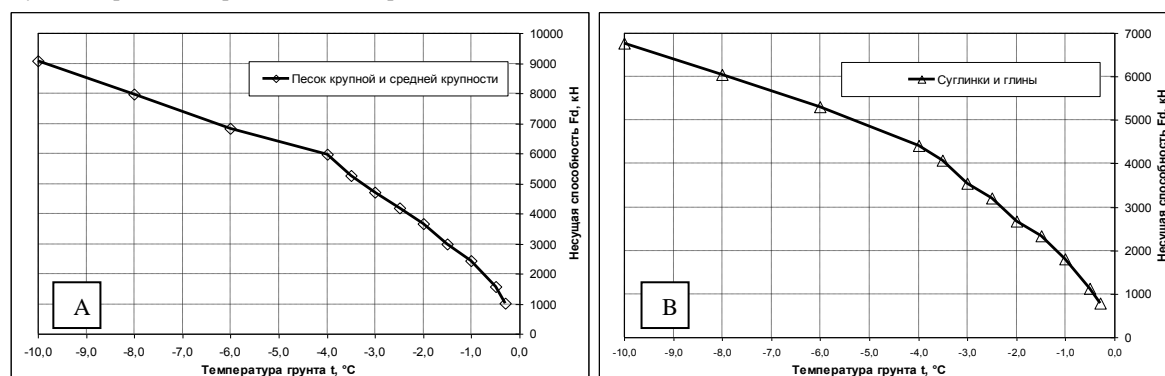


Рис. 1. Зависимость несущей способности висячей забивной сваи от температуры грунта основания: А – песок крупной и средней крупности, В – суглинки и глины

Анализ полученных данных позволяет сделать вывод о нелинейном характере зависимости несущей способности сваи F_d от температуры t °C как мерзлого песчаного, так и мерзлого глинистого грунтов. Например, с уменьшением температуры песка крупной и средней крупности от $-0,3$ °C до -10 °C несущая способность висячей забивной сваи возрастает в 8,9 раза с 1024 кН до 9074 кН. В свою очередь, для глинистого грунта с уменьшением его температуры от $-0,3$ °C до -10 °C несущая способность висячей забивной сваи возрастает в 8,7 раза с 775 кН до 6776 кН. С целью детального изучения нелинейного характера несущей способности сваи, был выполнен расчёт её изменения в различных диапазонах температур вечномерзлого грунта (см. рис. 2).

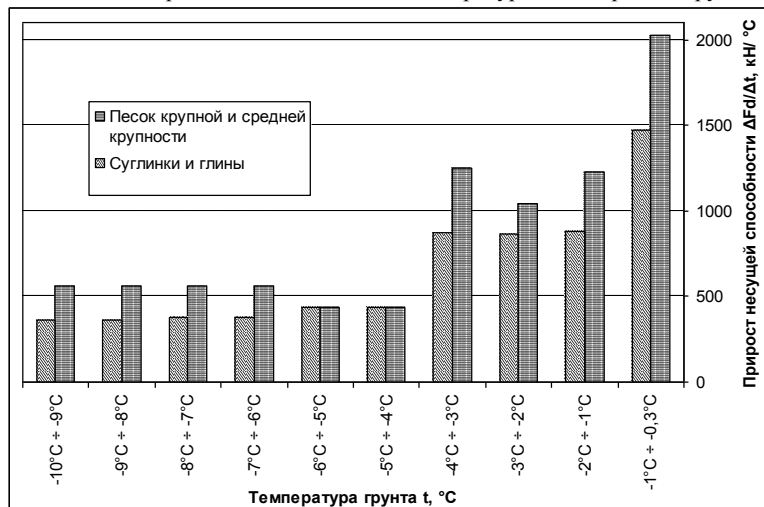


Рис. 2. Зависимость прироста несущей способности висячей забивной сваи от температуры грунта основания для песка крупной и средней крупности и суглинков и глин

Анализ результатов расчёта показал, что величина прироста несущей способности сваи существенным образом зависит от текущей температуры вечно мерзлого грунта. Так например, в диапазоне от $-0,3^{\circ}\text{C}$ до -1°C , прирост несущей способности сваи для песчаных грунтов составляет порядка $2000 \text{ кН/}^{\circ}\text{C}$, в то же время для глинистых - чуть менее $1500 \text{ кН/}^{\circ}\text{C}$. Понижение температуры грунта на 1°C до -2°C приводит к резкому снижению прироста несущей способности песчаных и глинистых грунтов в 1,7 раза. Стоит отметить тот факт, что в диапазоне температур от -1°C до -4°C , как для песчаного, так и для глинистого грунтов наблюдается сравнительная стабилизация прироста несущей способности сваи с изменением температуры мерзлого грунта. Но в диапазоне от -4°C до -6°C имеет место резкое, в 2,9 раза для песчаных и в 2 раза для глинистых грунтов, снижение прироста несущей способности забивной сваи. Для песчаных грунтов при дальнейшем понижении температуры грунта наблюдается увеличение прироста несущей способности сваи в 1,28 раза с $438 \text{ кН/}^{\circ}\text{C}$ до $559 \text{ кН/}^{\circ}\text{C}$. В свою очередь, прирост несущей способности сваи в глинистых грунтах при дальнейшем понижении температуры грунта уменьшается в 1,17 раза с $375 \text{ кН/}^{\circ}\text{C}$ до $365 \text{ кН/}^{\circ}\text{C}$.

Таким образом, соблюдение температурного режима грунта в процессе сооружения и эксплуатации свайного фундамента является актуальной инженерной задачей. Полученные в ходе исследований данные могут быть использованы для оценки прочностных свойств вечномерзлых грунтов оснований в зависимости от их температуры, для оценки результатов влияния на несущую способность сваи изменения температуры грунта, для анализа эффективности систем искусственного замораживания грунтов оснований и определения рационального диапазона изменения температуры вечномерзлого грунта с целью уменьшения материальных затрат при устройстве и эксплуатации свайного фундамента в условиях Крайнего Севера.

Литература

1. ГОСТ 19804-91. Сваи железобетонные. Технические условия. – М., 1991.
2. СНиП 2.02.03-85. Свайные фундаменты. – М., 1985.
3. СНиП 2.02.04-88. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. – М., 1988.

МАГИСТРАЛЬНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ

Е.И. Смоленцев

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Трубопроводы высокого давления являются ответом инженеров на технологические задачи, возникающие вследствие развития трубопроводной системы нашей страны. Трубопроводы нового поколения следует рассматривать как класс капитальных сооружений высокого уровня безопасности, надежности и эффективности, достигаемых снижением собственного энергопотребления и использованием высокого давления.

К трубопроводам высокого давления относят трубопроводы, работающие под давлением 10 и более МПа. Отсюда возникают значительные внутренние нагрузки от давления транспортируемой среды (деформации растяжения). Кроме того, материал трубопровода подвергается воздействию различных внешних нагрузок: от массы труб, арматуры, опор и других элементов (деформации изгиба и кручения), а также компенсационных нагрузок от температурного удлинения. Отсюда следует необходимость повышения надёжности конструкции, которую эффективно производить за счёт использования сталей высокого класса прочности: X70, X80 и X100 по номенклатуре норм API либо K60, K65 и выше по ГОСТ. Применение таких технологий позволяет повышать прочность конструкции без значительного увеличения их металлоёмкости. При сопоставимых рабочих характеристиках, трубопровод, выполненный из стали X80, будет иметь меньшую толщину стенки, чем аналогичный трубопровод, изготовленный из стали X70.

Таблица 1

Толщины стенок труб в зависимости от диаметра и внутреннего давления

Класс безопасности	D, мм	X70				X80			
		P, Мпа							
		5,5	7,5	10	15	5,5	7,5	10	15
Высокий	1420	16,2	22,1	29,5	44,2	14,2	19,4	25,8	38,7
	1020	11,6	15,9	21,2	31,7	10,2	13,9	18,6	27,8
	530	6,0	8,2	11,0	16,5	5,3	7,3	9,7	14,5
Средний	1420	13,5	18,4	24,6	36,8	11,9	16,2	21,5	32,3
	1020	9,7	13,2	17,6	26,5	8,5	11,6	15,5	23,2
	530	5,0	6,9	9,2	13,7	4,5	6,1	8,1	12,1
Нормальный	1420	11,3	15,3	20,5	30,7	9,9	13,5	18,0	26,9
	1020	8,1	11,0	14,7	22,0	7,1	9,7	12,9	19,3
	530	4,2	5,7	7,6	11,5	3,7	5,1	6,7	10,1

Как следует из данных таблицы 1, толщины стенок труб для трубопроводов высокого давления достигают 30-40 мм. Такие трубы по внешнему виду напоминают орудийные стволы с большой жесткостью. Однако, исследования укладки толстостенных труб по заданному радиусу упругого изгиба показали, что укладка трубопровода заданного диаметра практически не зависит от уровня расчетного давления (толщины стенки).

Укладка плетей не потребует дополнительных земляных работ по планировке трассы и возведения ряда дополнительных сооружений. Помимо этого, остро стоит вопрос о длине используемых труб. Согласно расчётам, применение труб длиной 24 м позволит снизить объёмы строительно-монтажных работ на 40% и сократить расходы на железнодорожные перевозки почти в два раза. Но с другой стороны, не следует забывать о массе труб большого диаметра и высокого давления. Так, трубы диаметром 1420 мм из сталей класса прочности X70 для давления 10 МПа будут иметь массу 12 т, для давления 15 МПа – около 18 т, даже из сталей класса прочности X80 (K65) для 10 МПа их масса составит 10,6 т и для 15 МПа – 15,7 т.

За рубежом сталь класса прочности X80 создавалась на базе исследований, направленных в основном на максимальное увеличение влияния ниобия за счет повышения прокаливаемости стали и получения более сильного дисперсионного упрочнения феррита карбидами ниобия. Первый опыт применения труб из сталей X70-X100 показал, что строительство из труб такого класса прочности экономически оправдано. В нашей стране в декабре 2008 года Магнитогорский металлургический комбинат произвёл пробную партию проката стали X80 по заказу Волжского трубного завода для производства спиральношовных труб. Однако широкое внедрение труб высокого класса прочности сталкивается с определёнными проблемами. Для тяжёлых труб, особенно соединённых в секции, потребуются новые транспортные средства, более мощные трубоукладочные механизмы при строительстве. Требования к геометрическим параметрам труб, свариваемости трубных сталей и другим показателям будут более жесткими.

В отечественной практике трубы высокого класса прочности широко используются при строительстве и проектировании крупных трубопроводных проектов.

Трубопроводы высокого давления являются объектами повышенной опасности, что заставляет инженеров применять специальные технические решения. При строительстве ВСТО, который стал первым нефтепроводом высокого давления на территории России, использовалась сварка труб преимущественно в автоматическом режиме, со 100% контролем качества соединений и дополнительным ультразвуковым контролем в местах соединения швов, приварки арматуры и захлёстов. При прокладке трассы на склонах применялась интеллектуальная вставка для контроля напряженно-деформационного состояния нефтепровода. Глубинные реперы осуществляют непрерывный контроль положения пластов грунта в оползнеопасных зонах. Переходы через железные дороги проложены методом микротоннелирования - сооружением тоннеля из железно-бетонных колец, внутрь которого проложен нефтепровод с теплоизоляционным покрытием из пенополиуретана в защитной полиэтиленовой оболочке. Для сохранения мерзлого состояния грунта железнодорожной насыпи применяются сезонно-действующие охлаждающие устройства.

Таблица 2

Трубопроводы высокого давления на территории России

Наименование проекта	Протяженность, км	Диаметр трубопровода, мм	Рабочее давление, МПа	Класс безопасности, толщина стенки труб, мм	Класс прочности труб
Сахалин 2 газопровод	800	1219	10	H – 17,6, C – 21,1 B – 25,3 Сейсмостойкие – 31,8	X70 (K60) X60
Нефтепровод ВСТО	4000	1067 1220	9,8-14,0	11-25 13-27	X70 (K60), X80 (K65)
Газопровод Бованенково-Ухта	1000	1420	11,8	H – 23,0, C – 27,6 B – 33,2	X80, K65

При строительстве подводных переходов через такие широкие реки, как Ангара и Лена, был использован траншейный метод, предполагающий размещение изолированной части трубы в футеровочной рейке, обвешанной поверх тяжёлыми чугунными пригрузами. Расположение НПС № 14 «Олекминск» на правом берегу Лены после подводного перехода ВСТО позволило снизить до минимума давление в трубе в период эксплуатации. На реках Лена и Ангара, где скорость течения достигает 1,5 м в секунду, используются новые боновые заграждения, оборудованные дефлекторами для нейтрализации течения. При строительстве газопровода Бованенково – Ухта на рабочее давление 11,8 МПа впервые в отечественной практике были использованы трубы из стали марки X80 (K65) и внутреннее гладкостное покрытие. При реализации проекта «Сахалин 2», чья трасса отличается уникальной сложностью, аттестация сварных соединений проводилась с выполнением контроля записывающими приборами (PAMS) по 8-ми параметрам технологической карты и, если хоть один из трех стыков имел отклонения, технология не засчитывалась. Требования по ударной вязкости к сварным соединениям были установлены на пределе возможностей сварочных материалов. Испытания методом Шарпи проводились при температуре -30°C и даже -40°C с получением результата не ниже 48 Дж/см² – среднее по трем образцам и не ниже 36 Дж/см² – для одного образца.

В заключение хочется отметить, что дальнейшее развитие трубопроводного транспорта России неразрывно связано с созданием трубопроводов высокого давления, в том числе и стратегических сверхдальних трубопроводов. А это, в свою очередь, не возможно без создания единой нормативной базы, производства в необходимом объёме новой техники, способной осуществлять транспортировку и укладку труб значительной

массы, совершенствования систем сварки и налаживания наукоёмкого производства сталей высокого класса прочности.

Литература

1. Основы нефтегазового дела; Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ; Учебное пособие / А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – М.: УГНТУ, 2000. – 265 с.
2. Обеспечение надёжности магистральных трубопроводов / А. А. Коршак. – Уфа: «ДизайнПолиграфСервис», 2000.– 170 с.
3. Широкова Е.Н.. Технологический прорыв//Трубопроводный транспорт нефти. – М.: «ТрансПресс», 2008. – № 4. – С. 8-13.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ОБЪЕКТОВ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММНОГО ПРОДУКТА BENTLEY AUTOPIPE

К.Ю. Толмачева, А.В. Цветаев

Научный руководитель доцент К.А. Вансович

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

В период запуска и эксплуатации нефтебаз, насосных станций и газонефтепроводов возникают знакопеременные нагрузки, вызванные разностью температур и давлений транспортируемой и окружающей сред. Данные нагрузки приводят к возникновению напряжений и деформаций сооружений, что отрицательно сказывается на их техническом состоянии, надежности и может привести к аварийным ситуациям. Именно поэтому проблема поиска программных комплексов определения сложонагруженных состояний является актуальной и распространенной на сегодняшний день.

Среди последних уникальных расчетно-графических комплексов программа Bentley AutoPIPE для анализа напряжений, нагрузок и деформаций в трубопроводах в условиях статического и динамического нагружения, позволяет рассчитывать волновые нагрузки и характеристики плавучести при прокладке трубопроводов в воде в прибрежных районах, а также ветровые, сейсмические, тепловые и гармонические нагрузки. Возможно моделирование узлов управления клапанами, смещенными относительно оси клапана; равномерных, распределенных и сосредоточенных нагрузок; подземных и надземных трубопроводов любого наклона, вертикальных и горизонтальных участков любой протяженности.

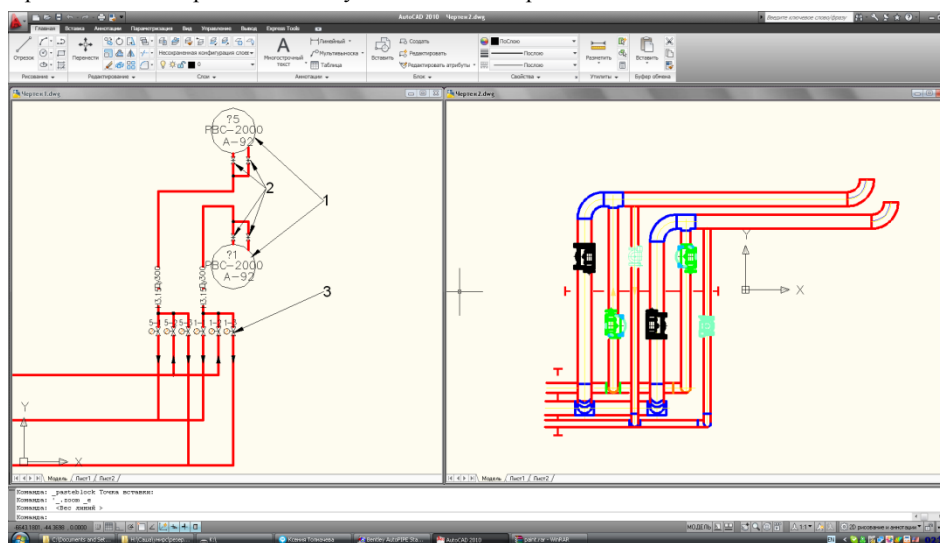


Рис. 1. Технологическая схема и схема узла участка трубопровода:

1 — резервуар вертикальный стальной PVC 2000; 2, 3 — задвижки электроприводные

Целью работы является моделирование участка трубопровода, графический расчет нагруженного состояния и сравнение с экспериментальными данными, полученными по теоретическим зависимостям.

В качестве объекта исследования рассмотрены надземные линии нефтепровода Омской нефтебазы ОАО «Газпромнефть-Омск» с транспортируемым продуктом – бензин А - 92. Заданы основные параметры: рабочее давление 1,3 МПа, рабочая температура перекачиваемого продукта $-20+40^{\circ}\text{C}$, давление при проведении испытаний 1,63 Мпа. Технологическая схема выполнена в программном продукте AutoCAD 2008. Технологическая схема и схема узла выполнены в программном продукте AutoCAD 2008 (Рис. 1).

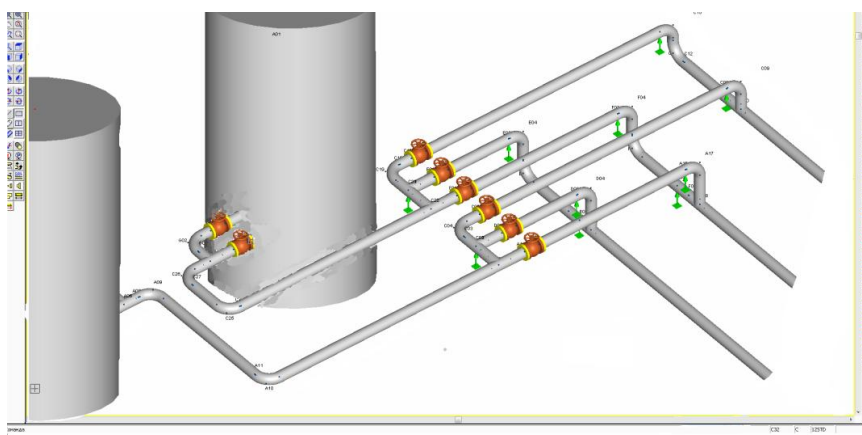


Рис. 2. Участок трубопровода с частью резервуарного парка, смоделированный в программном продукте Bentley AutoPIPE.

Данный участок трубопровода моделируется в программном продукте Bentley AutoPIPE (Рис. 2). Программа позволяет нам задать различные параметры труб: материал трубы, диаметр, длину линейной части, отводы, толщину стенки, допуск на коррозию и сварку; геометрию и вес арматуры; температуры монтажа и эксплуатации; прикладываемые давления. В точках, предусмотренных планом трассы, для установки опор размещаем опоры постоянного усилия, выделенные зеленым цветом.

Для проверки конструкции на прочность, устойчивость и перемещения используется встроенная функция AutoPIPE «расчет». Программа автоматически вычисляет напряжения, действующие в трубопроводе. Полученные данные представлены в виде цветовой диаграммы распределения напряжений (Рис. 3) или анимации перемещений и прогибов

Красный цвет свидетельствует о критических значениях напряжения. Для их устранения необходимо на данном отрезке трубопровода поместить стойки. Анализ позволяет обнаруживать инженерные ошибки и исправлять их.

Программный продукт также Bentley AutoPIPE позволяет моделировать трубопроводы при прохождении через водные преграды. Имеется возможность задать высоту уровня воды, коэффициент плавучести, плотность воды. Моделируется действующая на трубопровод выталкивающая сила, направление течения относительно трубопровода и другие параметры водоема, имеется возможность приложить вес.

Для примера была создана модель трубопровода, проходящего через водное препятствие, оценены и устранены возникающие деформации.

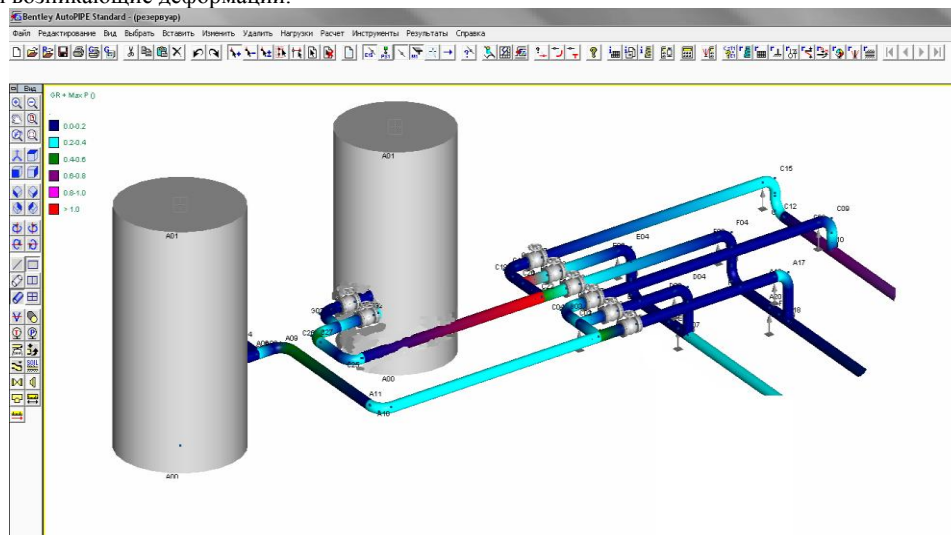


Рис.3. Цветовая диаграмма распределения напряжений.

Итак, в ходе работы были исследованы возможности программного продукта Bentley AutoPIPE, позволяющего моделировать и анализировать сложные конструкции и системы максимально наглядно и быстро.

Литература

1. Программная система Bentley AutoPIPE. Учебник. Версия XM.
2. Эксплуатация магистральных газопроводов: Учеб. пособие для студентов нефтегазового профиля / Антипов В.Н., Бахмат Г.В., Васильева Г.Г. и др; Под общ. Ред. Земенкова Ю.Д., Тюм. Гос. Нефтегазовый ун-т. – Тюмень: Вектор Бук, 2003. – 524 с.

ГИДРОТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПРИ ПРОКЛАДКЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ

Э.Н. Михайлова, Т.А. Убайдулаев

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нарушение естественных условий и изменение инженерно-геокриологической обстановки в процессе строительства газопровода влечет за собой развитие различных криогенных процессов. Наибольшую опасность представляют термоэрозия, солифлюкция, техногенный термокарст и пучение.

Для предупреждения развития эрозионных процессов и создания условий безопасной эксплуатации газопровода, при проектировании намечается осуществить ряд гидротехнических противоэрозионных мероприятий, которые должны выполняться во время или сразу же после завершения трубоукладочных работ и обратной засыпки газопровода.

Строительство газопровода осуществляется по зимней технологии для сохранения вечномерзлых грунтов в мерзлом состоянии.

Крутые берега рек, ручьев и балок для проведения строительно-монтажных работ при глубинах укладки газопровода более 4-х метров уположиваются срезками грунтов – ширина полосы срезаки 12 м. Разработанный грунт складировается в пределах полосы отвода земель.

После укладки газопровода срезки восстанавливаются и выполняются мероприятия, препятствующие выносу грунта обратной засыпки траншеи и восстановленной срезки (укрепление откосов, устройство перемычек).

Крепление берегов рек и ручьев предусматривается до отметок, возвышающихся не менее чем на 0,5 м над расчетным паводковым горизонтом воды повторяемостью 1 раз в 50 лет.

Тип крепления принимается по расчету, в зависимости от средних в сечении максимальных скоростей течения воды 2% обеспеченности:

- щебнем крупностью 20-40 мм, толщиной 0,2 м - при средних максимальных скоростях течения воды 0,7-0,8 м/с;

- щебнем крупностью 40-70 мм, толщиной 0,2 м - при средних максимальных скоростях течения воды 1,0-1,3 м/с.

Все остальные пересекаемые трассой газопровода водотоки восстанавливаются.

Для обеспечения оттока поверхностных вод при обваловании трубопровода необходимо предусмотреть строительство водопропускных сооружений, тип и конструкции которых определяются проектом из множества существующих.

На затяжных склонах свыше 5 градусов, для предотвращения движения фильтрационного потока воды вдоль трубы, предусматриваются каменные перемычки. Первая перемычка устраивается в 10 – 20 м до начала склона, все последующие - на расстояниях около 30-40 м (см. рис. 1).

Главным условием борьбы с термокарстом и солифлюкцией - не ухудшать условия стока воды и не создавать подпруд на пути потока.

При прокладке труб на косогорах, для отвода поверхностных вод от газопровода и защиты от размыва обсыпки трубы, предусматривается устройство водоотводных грунтовых валиков высотой 0,7 м со сбросом воды в понижения рельефа – см. рис. 2.

В местах, где обратная засыпка траншеи и созданный над ней валик нарушают естественный сток поверхностных вод, устраиваются водопропуски. Дно и откосы водопропуска крепятся щебнем фракции 40-70 мм с толщиной слоя 0,15 м – см. рис. 3. На участках распространения подземных повторно-жильных льдов, в результате вытаивания которых могут образовываться термокарсты и провалы, газопровод укладывается полузаглубленно с обсыпкой привозным минеральным грунтом. Насыпь отсыпается горизонтальными слоями и тщательно уплотняется. Ширина насыпи по верху 1,5 м, откосы 1:1,25. Насыпь укрепляется посевом многолетних трав по слою растительного грунта толщиной 0,1 м.

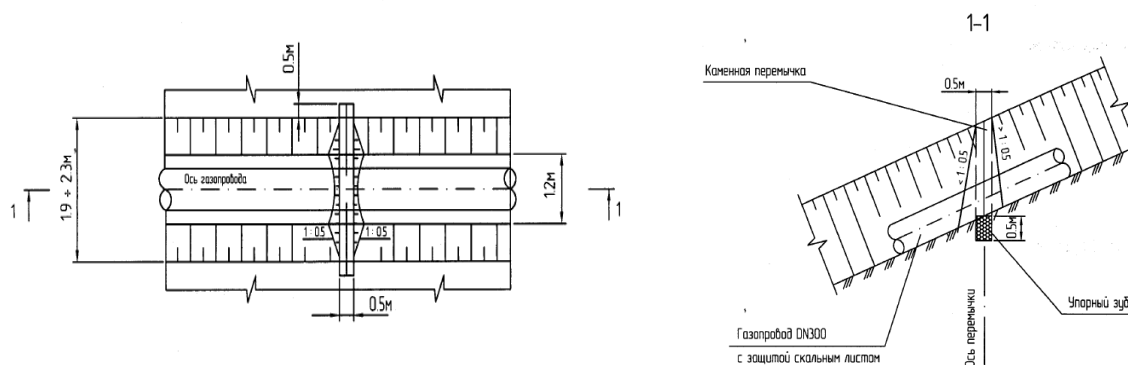


Рис. 1 Каменная перемычка

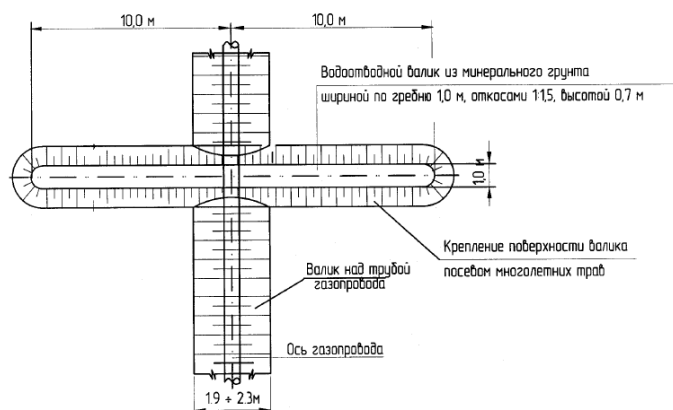


Рис. 2 Водоотводный валик

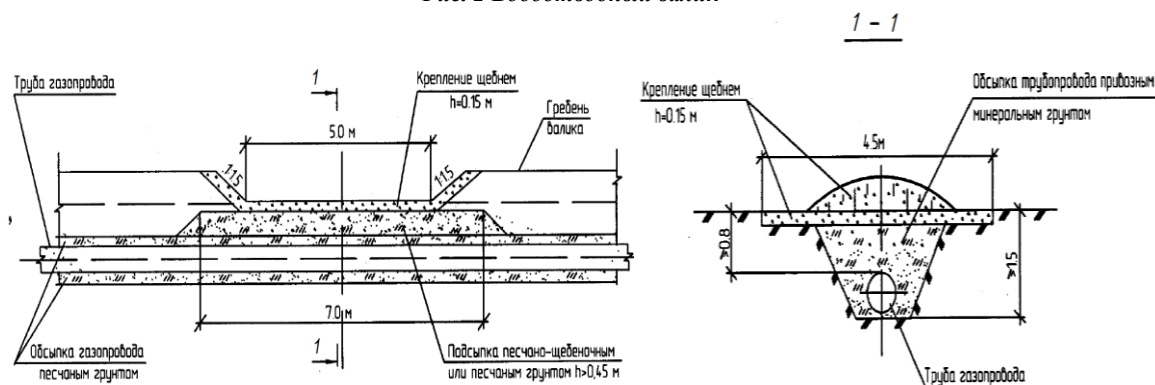


Рис. 3 Водопропускное сооружение при подземном прокладке трубопровода

Пересекаемые трассой газопровода понижения рельефа, промоины и термокарстовые воронки засыпаются привозным минеральным грунтом с послойным уплотнением и укрепляются посевом многолетних трав по слою растительного грунта для предупреждения развития термоэрозии.

После завершения работ по укладке трубы газопровода и выполнения противоэрозионных мероприятий, производится восстановление (рекультивация) нарушенного растительного слоя грунта на землях сельскохозяйственного назначения.

Гидротехнические мероприятия при прокладке магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов повышают уровень надежности газопровода.

Литература

1. СН 013-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов в условиях вечной мерзлоты. – М., 1988.
2. ВСН 51-1-97 Правила производства при капитальном ремонте магистральных газопроводов. – М., 1997.
3. Общая пояснительная записка. Проект. Магистральный газопровод «Майя-Табага-Чурапча-Ытык-Кюель» Республика Саха (Якутия). – Киев.: Укргазпроект, 2006. – 153 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТИ И ГАЗА³

MODERN PROBLEMS AND PROSPECTS OF COMPLEX PHYSICAL, MATHEMATICAL AND NUMERICAL MODELLING OF HYDRO- AND GAS DYNAMICS, CONJUGATED HEAT- AND MASS TRANSFER AT INERT AND CHEMICAL REACTING MIXES FLOW IN INTERNAL SYSTEMS

S.N. Kharlamov, Academician, Full Professor in Mech. Engng, Russian Academy of Natural
Sciences

*Head of the International Scientific and Educational Laboratory "Oil&Gas Hydrodynamics and Heat
transfer", National Research Tomsk Polytechnic and State Universities, Tomsk, Russia*

Article purposes are devoted problems of complex physical, mathematical and numerical modelling of hydro- and gas dynamics, conjugated heat- and mass transfer of spatial strongly swirled internal laminarising inert and chemical reacting flows. The main purpose is to establish relationships of swirled decay on pipeline length and reconfiguration of rotating non-isothermal flows in direct-flow in technical devices with any configuration of a wall.

Besides, research objectives are focused on the following problems:

- detailed studying of complex shear flows on the basis of the analysis and generalization of the modern data of theoretical and an experimental investigation of spatial laminar and turbulent flows in pipes and channels with/without mass centrifugal forces and with attraction of statistical second-order turbulence models (full transport equations for the one-point homogeneous and mixed correlation second-order moments of velocity and scalar field pulsations; algebraic models for Reynolds stresses and specific turbulent heat fluxes (F. Boysen, E. Erdogan), and also separate two-parametrical models with transport equations for dissipation characteristic times of thermal and dynamic fields (C. Spezial, T.P. Sommer, R.M.C. So), integral scale of energy containing eddies (G. Glushko, S. Kharlamov), turbulence kinetic energy dissipation (B. Launder, B. Sharma) [1-8];

- to develop an effective and universal numerical procedure for calculation of non-isothermal inert and chemical reacting flows of viscous media in devices with complicated wall in conditions of various swirled ways;
- to investigate details of developing swirled and direct-flow non-isothermal flows in pipelines with sudden expansion, confuser-diffuser sections with rotating and stationary wall;
- to create a database of exact quantitative distributions of average and pulsating parameters of the specified above device configurations.

It is necessary to notice that numerical investigations of problems are executed with attraction of the original technique including modern and seldom used in practice of applied researches statistical second-order turbulence models with transport equations for full Reynolds stress tensor components, specific scalar turbulent fluxes, and also some two-parametrical models with differential equations for dissipation characteristic times of thermal and dynamic fields. Ideas of combined SIMPLE algorithm [9] and splitting method on physical processes [1-4] are the purpose for optimization and decrease of time expenses for convergence of numerical algorithm in calculations of intensive reverse flows. Moreover the last algorithm represents generalization of L.M. Simuni' ideas [10] for the case of swirled flow.

By means of the given technique problems of laminar and turbulent direct and locally swirled at inlet flow and heat transfer in constant and variable (on pipe length) cross-section of pipe rotating around its longitudinal axis are solved.

It is reported on calculated results of problem about turbulent flow of liquid and gas and heat transfer in pipelines including confuser-diffuser sections with constant and moved wall in order to illustrate the ambiguity and specificity of influence of swirled way on flow structure and to extend conceptions about the application field of favorable properties of rotating flows in technological processes.

Let's notice that the choice of given configurations of convective heat transfer is caused by their wide spread in industrial devices. Besides, researches of kinematic and heat- and hydrodynamic characteristics distributions for the specified modes is important from the point of view of operated technological process organization.

Scientific novelty of these results is following:

- Computing procedure of the direct-flow and swirled laminar and turbulent, isothermal and non-isothermal, inert and chemical reacting flows of liquids and gases in pipes and channels is developed on the basis of SIMPLE algorithm and the generalized Simuni's method for case of variable in a radial direction longitudinal pressure gradient.

- Numerical modeling of complex shear flows in pipelines is carried out with following motion conditions:
 - a variable on pipe length cross-section area (sudden expansion, narrowing);
 - with account of rotation: a local swirled method in the input field and moved wall (rotation of a pipe around the longitudinal axis);

³ Секция работает на базе Международной научно-образовательной лаборатории "Нефтегазовая гидродинамика и теплообмен" (рук. проф. Харламов С.Н.), научные направления которой связаны с проблемами и приложениями в инженерной механике, гидрогазодинамике и теплопереносе, биоурбанистике и биотехнологиях.

- heat carrier through confuser and diffuser sections with stationary and rotating wall.

- Substantiation and introduction in practice of swirled turbulent flow calculations under second-order multiple parameter models with transport equations for dissipation time scales of thermal and dynamic fields, integrated scale of turbulence is executed.

Practical importance is illustrated by scientific and technical information on distributions of temperature and velocity fields and its correlations in basic realization schemes of swirled flows in internal systems which are of great importance at testing and calibration of complicated codes for modelling of the spatial flows used for engineering calculations. It is important for creating new technological processes and devices for intensification of flows, heat- and mass transfer in power systems and industrial-scale plants. Validity of scientific conclusions and summaries follows from adequacy of used mathematical models and methods of numerical computation. It is proved by experimental results and theoretical data of other authors and calculations with use of commercial software packages.

Conjugated turbulent flows and their problems. Almost all flows that represent practical interest are turbulent. Turbulent flows are always complex, three-dimensional, unstable in small and irregular. The main feature of turbulence is concluded in the intensive mixing caused by hydrodynamic pulsations. Turbulent fluctuations bring large contribution in transfer of momentum, heat and mass, and, hence, have defining influence on distributions of velocity, temperature and specific concentrations in all motion fields.

At present in connection with fast rates of computer facilities perfection the interest in methods of turbulent transfer modeling has considerably grown. As turbulence is influenced by many factors it is natural that the simple procedures of calculation including empirical formulas have considerably low chance of the realistic description. They are useful only to very specific, simple problems and give integrated information only, but not the details necessary for practice.

Full representation about turbulence characteristics can be received from multidimensional numerical calculations. However the majority of such calculations can be executed only with attraction of model approximations. There are various possibilities for the turbulence description: direct numerical simulation (DNS), large eddy simulation (LES) and the statistical modeling in terms of turbulence models. Now because of restrictions in computer performance and memory DNS is possible only for flows with rather low Reynolds numbers. However DNS method is very useful in description of turbulent structure as it is capable to give the full information about the flow pattern and to participate in estimation of turbulent models efficiency.

As a result of decision of problem connected with integration of Navier-Stokes equations by DNS methods, the LES method had developed, in which flow scales larger than sizes of cells are calculated directly from the equations, and small-scale are subjected to modeling one way or the other. This approach is also applied in investigation of practical problems. LES gives detailed enough picture and undoubtedly has good prospects for development in the near future. At consideration of statistical fields (averaged fields) of required characteristics the momentum approach have recently received a wide distribution, and also a method of application of the approximate empirical relationships and purely heuristic assumptions which reliability has no doubts in some special cases. Unlike LES, statistical models of turbulence cover all spectrums of flow turbulent scales.

Within the scope of momentum approach we can mark out 3 main ways of turbulence modeling. Two of them use the concept of eddy viscosity, suggesting turbulent Reynolds stresses $\overline{u_i' u_j'}$ proportional to average velocity gradients

with coefficient ν_t (eddy viscosity) that defines turbulent transfer intensity. Third approach is based on direct calculation of Reynolds stresses from differential equations and known as full scheme of closure at second moment level. Models of first two types are zero-, one-, two-parametric ones, third type are models of Reynolds stresses transfer (RANS-models). Application of eddy viscosity allows finding solutions, suitable only in concrete conditions. Complicated turbulent flow often met in engineering applications (combustion chambers of rocket engines, currents in aircraft engines, chemical lasers etc.), demand to use more generalized methods in modeling.

Practical requirements in studying of shear flows promoted formation of tendency to construct technological models of turbulent transfer containing transport equations for the one-point correlation moments of the second and third orders, and also some equations for the two-point moments. In this way practical requirements have allowed to escape from deeply empirical approaches to generally semi empirical RANS-models. Such models are essentially more reliable at studying phenomena in systems and devices with complex geometry, and also in the processes complicated with flow swirling. Insufficient approbation of these models defines necessity of their wide testing. The greatest contribution in investigation of this question has been brought by B.E. Launder, K. Hanjalic, W. Rodi, R.M.C. So, S. Elghobashi, N. Shima, V.A. Kolovandin, A.F. Kurbatsky, E.P. Volchkov, J.V. Lapin and others. From the viewpoint of reliable numerical techniques creation the majority of models do not look universal. The problem of multiple parameter model design is conjugated with expansion of experimental data bank containing data on turbulent structure which are inconsistent now. The ideas of noted above authors are developed at the International Scientific and Educational Laboratory "Oil&Gas Hydrodynamics and Heat transfer". All considered problems belong to the case of turbulent flows of inert and reacting gas mixes in channels, ducts, pipelines and developed mathematical models are based on use of essentially subsonic velocities approach. Within the limits of this approach pulsation of density are rigidly correlated with temperature fluctuations.

RANS-models elaboration stages. The basis of modern RANS-models has been put 40 years ago in works of J.C. Rotty, P.Y. Chou and later B.I. Davidov. These investigations have defined the first stage of RANS-models formulation, the critical analysis of which became possible only after ten years, with the invention of powerful computers corresponding these purposes. Publications of C.P. Donaldson, C.W. Hirt, B.J. Daley, F.H. Harlow have defined second,

qualitatively new stage in works on closure of Reynolds stresses equations. These investigations have convinced that difficulties of the numerical evaluation of all nonlinear differential transport equations in partial derivatives for turbulent stress tensor components are quite surmountable. And closure of flow governing equations is technically possible. From this time the active investigation on improvement of first RANS-models is in progress. It should finally finish with creation of a universal and reliable basis for calculation of wide spectrum of streams containing, in particular, flow curvature, separation, swirling, recirculated zones etc. This level of closure indeed provides the big flexibility and allows creating models, applicable in wide range of defining parameters variations. During the last years it became possible to predict some bright effects in complicated turbulent shear flows: occurrence of secondary flows in channels created by turbulence [1, 2], sensitivity turbulent near-wall fluxes to streamlines longitudinal curvature [3,4], etc. However we can meet works (for example, Pope S.B., Whitelaw J.H.) stating unsatisfactory description of flows with buoyancy forces in terms of RANS-models. Our experience and present results show we must to search new approaches in closure methodology. Now some of models already get traits, corresponding to the new stage in carrying out of such works. There are already available results, allowing making conclusions about the evolution of Reynolds stresses in a developing shear flow.

The given work is focused on research of so-called complex turbulent flows. These are inert and chemically reacting swirled flows widespread in oil and gas technique. Till now in such problems (for example, about mixing of internal swirled streams) turbulent models of eddy viscosity type were applied only. The considerable efforts (Sloan D.G., Smith P.J., Smoot L.D. Sturgess G.J., Syed S.A. Hendrix, Brighton. Kubo, Goldwin. etc.) directed on overcoming of lacks of scalar viscosity models (the main ones are big inaccuracies of calculated size and intensity of recirculation zones in strongly swirled flows and impossibility of calculation by means of various two-parametric models of the experimentally observed flow generated by a combination of free and forced eddies) have been undertaken. In the variety of two-parametric models $k\varepsilon$ - model of W.P. Jones - B.E. Launder [1-4] is the most popular, mainly because of its simplicity and small computer expenditures on its implementation. Indeed, many direct flows, particularly boundary layers and streams in channels with chemical reactions have been successfully calculated on the basis of $k\varepsilon$ - models. Inconsistence of $k\varepsilon$ - models in case of internal swirled flows is probably specified with defectiveness of assumption about the anisotropic character of turbulent transfer. In due time D.G. Lilley and N.A. Chigier shown that in strongly swirled flows eddy viscosity cannot be considered as a scalar. Modifications of $k\varepsilon$ - models taking into consideration the anisotropy significantly increase calculations accuracy [1-4], but not being universal. These models cannot be used in calculation of three dimensional flows.

In general it is expedient to pay attention to works on large eddy modeling (Launder B.E., Morse A.), and also on use of Reynolds stress transfer models [1, 2] because of presence of noted lacks of $k\varepsilon$ - models and models of eddy viscosity. In such models turbulent stresses are found out from the solution of model corresponding balance equations which are the equations in partial derivatives. Meanwhile calculated time essentially increases. It is connected with necessity of additional integration of at least six more equations. More simple models with algebraic relationships for stresses (RSAM) which describe anisotropy without the above-stated costs, can serve in some cases as an intermediate link between $k\varepsilon$ - models and RANS-models. We will notice that application of RSAM has a success in calculations of the thin shear layers not complicated with strong swirled effects [1-4]. By this time only a few applications of RANS - models to calculation of the swirled flows are known. Basically they concern streams, where their application also has not been done without problems. In connection with stated above it is necessary to estimate perspectives of RANS - models and urgency of development and application of RSAM -models (for example, Boysan F., Erdogan E., Ewan B., Swithenbank J.) for calculation of internal flows with and without swirling.

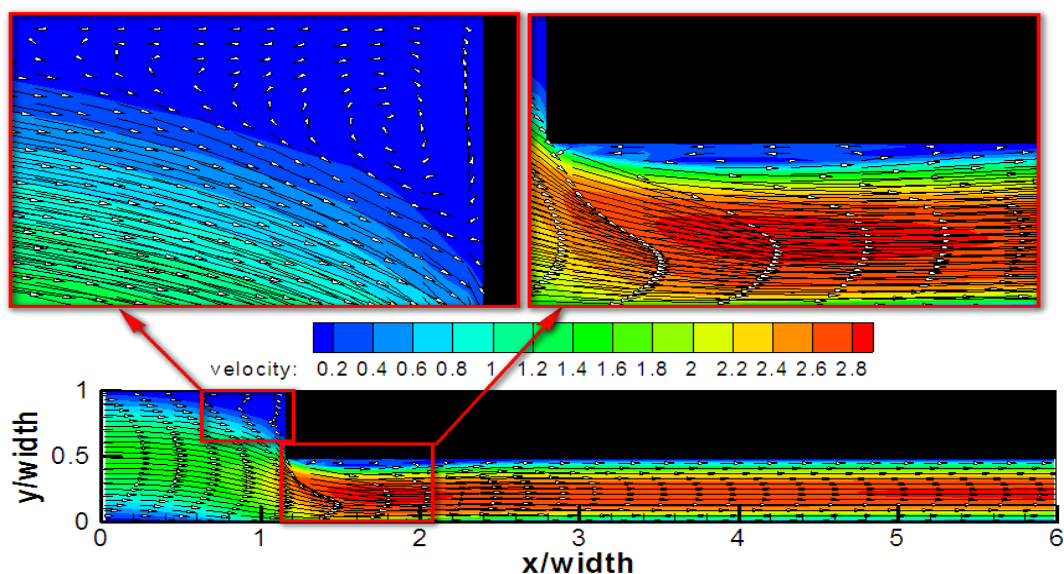


Fig.1. Velocity field at pipe sudden contraction

Shear flows in mass forces fields and features of its investigation. Two main properties of rotating flows allocate them into a special group of motions of liquid and gas: the first is a creation of centrifugal forces field suppressing action of gravity; the second one is modification of near-wall flow structure and transfer mechanisms in peripheral areas. These properties are purposefully used in design of swirling-type furnaces, combustion chambers, separators, hydro-cyclones etc. These mechanisms define recirculation, eddy core precession, power- and energy division. The influence of rotation essentially changes turbulent momentum, heat and mass transfer characteristics. In this way, according to Gunta A., Lilley D., Sired N.M., in a rotated flow hydraulic resistance can exceed its direct-flow analogue in 5 times. Our analysis (in particular, [1-8]) allows allocating questions of shear turbulent swirled streams stability investigation in separate group. For swirling-type devices using strongly twisted flows both average velocity field structure and turbulence structure appears insufficiently investigate.

The main difficulty in studying of complex shear flows is connected with occurrence of spatial vortex structures, capable to change the intensity of exchange processes. The character of swirled influence on a flow depends on the way it is created. A variety of swirled ways (rotating pipe, vane twirlers on channel inlet, tangential gas admission, tape and screw twirlers etc.) complicates the process of experimental data generalization and creates problems in analysis of transfer mechanisms. In this connection in applications it is possible to meet criterial dependences received as result of generalization of given concrete experiments, but excluding some effects found out in experiment with another swirler. In such cases the reference to mathematical model is especially valuable. Numerous investigations of the complex flows and conjugated heat- and mass transfer in internal systems should be divided into two groups depending on whether rotation is created by walls of a pipe or provided with the device located on inlet of a channel. The given classification is convenient both for laminar and turbulent rotating flows which are analyzed in industrial devices.

Some information on flow details (velocity field) in energy systems can be received from fig. 1. It is visible that multiparameter models correctly predict evolution of processes in near-wall zones. Laminarization effects increase a viscous sublayer and suppress eddy generation at a wall.

References

1. Kharlamov S.N. Mathematical Modelling of Thermo- and Hydrodynamical Processes in Pipelines. Rome, Italy: Publ. House "Ionta", 2010. – 263p.
2. Kharlamov S.N. Mathematical models of inhomogeneous anisotropic turbulence in internal flows (in Russian), Tomsk: Tomsk University Publishing House, 2001. – 448p.
3. Kharlamov S.N. Actual Problems of Hydrodynamics at Internal not Isothermal Flows in Fields of Mass Forces (p.183-223) / Hydrodynamics: Theory and Model" Intech-Open, Rijeka, Croatia, 2012. – 370p.
4. Kharlamov S.N., Silvestrov S.I. Hydrodynamics and Heat Transfer of Complex Internal Streams With Recirculated Fields. Rome, Italy: Publ. House "Ionta", 2010. – 169p.
5. Chien W.L., Lien F.S., Leschziner M.A. Computational Modelling of Turbulent Flow in Turbomachine Passage with Low-Re Two-equation Models // Computational Fluid Dynamics. 1994. P. 517-524.
6. Glushko G.S. Differential equation for turbulence scale and calculation of turbulent boundary layer at flat plate // Turbulent Flows. Moscow: Science, 1970. Pp. 37-44.
7. Lai Y.G., So R.M.C. Near-wall modelling of turbulent heat fluxes// International Journal of the Heat and Mass Transfer. 1990. Vol.33. №7. P. 1429-1440.
8. Wilcox D.S., Rubesin M.W. Progress in Turbulence Modeling for Complex Flow fields Including the Effect of Compressibility. NASA TP1517. 1980.
9. Patankar S. Computation of Conduction and Duct Flow Heat Transfer (in Russian), under the editorship of V.D. Vilenskiy. Moscow, Energoatomizdat, 1984, – 152 p.
10. Simuni L.M. Computation of problem of non-isothermal motion of viscous liquid in flat pipe (in Russian) // Engineering-Physical Journal, Vol. 10, No. 1, 1966. Pp. 86-91.

COMPLEX SHEAR FLOWS AND HEAT TRANSFER SIMULATION IN ENERGY DEVICES

S. N. Kharlamov^{1,2}, G.B. Shukhorukov^{3,4}, Steve McAllorum^{3,4}, Maxim Kireitseu^{3,4},
V.Yu. Kim^{1,2}, S.I. Silvestrov^{1,2}

^{1,2}National Research Tomsk Polytechnic and State Universities, Tomsk, Russia

³Queen Mary, University of London, London, United Kingdom

⁴Industrial company "Eclipse Magnetics LTD.", Sheffield, United Kingdom

The purpose of the given work consists in the analysis of modern directions in the forecast of hydrodynamics and heat transfer, and also to present simulation results of a friction and heat flux for energy system in complicated conditions.

Introduction. One of early studies of spatial swirled laminar flow structure was F. Levi's work executed in 1929. Subsequently the data obtained by V.M.Kasyanov, V.I.Kravtsov, A.White, G.Y.Kuo, S. McAllorum and others, has allowed establishing some general laws of wall influence on flow characteristics. It is found out: a steady rotating near-wall layer; flow nonrotative core; a reverse flow zone about a wall (high rotation velocities of pipe, constant flow rate), elongation of axial velocity profile along the axis and also decrease in thermal and dynamic flow influence on a wall. More complex structure is formed by rotating walls in annular channels - there are specific zones of separation and vortexes sliding on wall.

In process of perfection of experimental base and computing facilities it began possible to perform research of complex shear flows at a qualitatively new level. This level is prepared by efforts of many experts, such as D.G. Lilley,

A.K. Gupta, M.T. Abujelala K. Kikuyama, B.E. Launder, S. McAllorum, M. Kireitseu, G.B. Shukhorukov, V.K. Schukin, A.A. Khalatov, V.E. Nakoryakov, A.M. Lipanov, E.P. Volchkov, S.V. Alekseenko, P.I. Geshev, V.V. Salomatov, V.M. Fomin, A.R. Dorokhov, V.A. Arhipov etc. The analysis of experimental data on spatial shear flows (for example, [1-3]) shows: 1) the special role is played by anisotropic spatial vortex structures of screw structure in transfer processes at presence of swirling; 2) full research of various swirled modes is necessary despite relative progress in understanding of the phenomena in swirled flows (e.g. vortex disintegration, mixture and burning delay etc.); 3) there is no uniform full position concerning influence of buoyancy forces, chemical reactions and the form of channel walls on mechanisms of turbulent transfer of mass, momentum and heat in swirled flows; 4) works on model elaborations of a turbulent transfer and flexible and economic numerical methods are actual; 5) two-parametric models of $k\varepsilon$ and kL type, modified on rotation and using of S. Patankar's algorithm are very popular in numerical calculations and technical applications; 6) it is possible to establish and explain distinctive features of swirled flow in short pipes, knowing laws of distribution of average velocity, pressure and pulsating characteristics fields; 7) we can observe obvious deficiency of reliable experimental data containing detailed information on swirled flows. It is explained by imperfection of existing measurement methods and ways of processing of the received results; 8) the good tool for the analysis of swirled flows are models with differential transport equations for Reynolds stress tensor (RANS-models).

Complex shear flows are often take place in channels of variable cross-section (e.g. pipeline networks with confuser-diffuser sections, inserts of sudden contraction/expansion, combustion chambers (CC)) for maximization of factor of fuel combustion completeness, stabilization of combustion, intensification of transfer processes of heat, mass and momentum in allocated areas on length of power devices. Necessity of processes intensification leads to necessity of application of swirling various configuration (e.g. with rotary guide blades). Presence of such adaptations frequently complicates modeling process of transfer phenomena. So R.M.P., Ahmed S.A., Mongia H.P mark formation of two backflow zones at channel axis, one of them is in immediate proximity from swirler, and the other - at some removal. Considering small size of the first backflow zone and insignificance of axial velocity component between zones it has been noticed that such flow picture can be defined only by a swirler design which is widely used in modern CC. In [1] it is also shown that swirled blade curvature considerably influences the sizes of recirculation zones.

The sizes and location of backflow zones define CC qualitative characteristics. It is well-known the basic part of a combustible mixture burns down in these zones. When fuel particles have not time to burn down in backflow zones, we can obtain redistribution of high temperatures in CC. It is necessary to investigate features of the swirled flow in details in order to learn how to operate correctly work of such devices. That's why the mathematical modeling is more widely used at recent times at studying of flows in CC. However, flows in real CC are three-dimensional and multiphase, chemical reactions accompanied by radiation. It is difficult to model all these processes in complex consequently simplified models. The factor raising requirements to modeling of turbulent momentum flux in CC is correct calculation of recirculation areas. These areas are characterized by a strong flow curvature, presence of complicated vortex structures, high intensity of turbulence caused by existence of internal shear layers. Complexity of flow inside and near to recirculation area opposes experimental investigations - it is indicated by absence of the wide and full measurement results in literature. The majority of works available now contains data on the measured integral parameters, such, as length of recirculation zone in complex flows (S. McAllorum, M. Kireitseu, G.B. Shukhorukov) or heat-transfer coefficient along considered section. It is necessary to notice that near-wall flow in recirculation zone differs from classical turbulent flux in boundary layer in many aspects: pulsating velocity profiles has no maximum in boundary area; in profiles of average velocity there is no logarithmic layer where the usual parity between average velocity, distance to wall and dynamic velocity (so-called law of wall [1,2] would take place); values of Reynolds shear stresses are small near to a wall; generation and transport of turbulence kinetic energy in near-wall area are insignificant.

I. Some general summaries on hydrodynamic investigation of complicated shear conjugated and swirled flows

1. Axisymmetric swirled liquid flow experiences both stabilizing and destabilizing action caused by swirling. Let's explain this statement. Stabilization effect is connected with occurrence of additional turbulence destruction, destabilizing action is caused by curvature of average flow characteristics' profiles under swirling influence. A characteristic example of interaction between zones with stabilizing and destabilizing effects is flow in axially rotating channel. Thus, in inlet area, because of small thickness of boundary layer, rotation of liquid quickly decreases from the maximal values at the wall of rotating pipe to zero out of boundary layer. Near the wall because of high values of average tangent shear additional turbulence generation (destabilizing effect of rotation) takes place. Down flow formation of completely developed flow mode with constant inclination of a full velocity vector to flow axis leads turbulence generation by tangential velocity component equals zero (effective area of stabilizing effect). Between the areas specified above there is the transformation zone which size depends on a number of parameters, among them are ones characterizing the entering flow, and Reynolds number. The similar facts are resulted in [1] where it is also noticed that in rotating channel flows because of discrepancy of average stress and shear surfaces nonzero distributions of turbulent shear stress are formed.

Investigation of full friction coefficient $|\tau_w| = (\tau_{xr}^2 + \tau_{r\varphi}^2)^{0.5}$ behavior shows that the role of tangential frictional component $\tau_{r\varphi} = \mu \left. \frac{\partial(W/r)}{\partial r} \right|_{r=R}$ becomes appreciable at swirling parameter $Ro > 0.5$, increase in friction with Ro growth can

be significant (up to 4-5 times) already beginning from $Ro > 0.5$ under moderate Re ($Re \geq 5 \cdot 10^4$).

2. The basic distinctions in qualitative and quantitative estimations of swirled flow parameters, executed till recent times, have been connected with unbalanced modeling. In many models effects of rotation were considered by means of updating relations defining mixing length, and no references to pulsating structure analysis have been done.

However, only average momentum equations are not enough of the description of rotation effects. That's why application of RANS-models is reasonable.

3. At superposition of rotation on axial flow the stream becomes essentially anisotropic (diagonal elements of Reynolds stress tensor significantly differ and transversal turbulent momentum transfer begin to quickly disproportionately grow in comparison with transfer in other directions).

4. Strong flow rotation leads to reduction of turbulence intensity in a flow core in comparison with direct-flow, its simultaneous intensification in near-wall areas takes place.

5. Flow rotation changes condition of initially isotropic turbulence.

In summary it seems suitable to make notice concerning prospects of complex shear flows modeling which is shared by many experts in world. Thus, according to [1], not any of known closure models of second order can truly predict nature of turbulent developing flow with strong rotation ($Ro \gg 1$). Authors of some latest works (for example, [4]) are not so categorical in estimations of the given approach, though as a whole they confirm necessity of updating known versions of the complicated RANS-models. Our point of view is that full universality from RANS-models certainly cannot be demanded, however, works on the further universality of these models are necessary as they are the unique tool for studying complex shear flows. But experimental analysis of these complicated flows is complicated or impossible.

II. Heat transfer in complex shear flows and its estimation in energy devices

Early studies of heat transfer in spatial shear flows, carried out more than seventy years ago, have shown possibility of its essential intensification. The large quantity of works on heat transfer in single/two-phased spatial flows is executed to the present time. A number of successful criterial dependencies for heat transfer calculation in single-phase media can be found in [1-3]. Note worthily that heat transfer problems in laminar swirled flows are presented not so widely, as in turbulent ones. Publications of last years on heat transfer intensification in laminar mode in internal systems show that in particular cases increase in heat exchange reaches 200-400% in comparison with smooth tube, and the effect of intensification amplifies with reduction of step and height growth of rolling-on and wire helix. Presence of such features on the internal surface is capable to form laminar mode with macro vortexes and cause intensification up to 700%.

The insufficient number of criterial dependencies used for the estimation of heat transfer leads to actualization of construction of universal relation of following kind:

$$Nu = f(Re, Pr, Gr, l/R, Ro, K_u), \quad (1)$$

where $Re = U_0 D / \nu$, $Pr = \nu / a$, $Gr = g \beta \Delta T l^3 / \nu^2$, $Ro = W_0 / U_0$, $K_u = \Omega W / g$ (K_u considers influence of centrifugal forces field on liquid flow nature caused by its density variability).

Results of experimental investigations of flows in rotating pipe have shown that increase in heat exchange caused by rotation is well characterized by dependency:

$$Ko = Nu / [Pr^{0.43} Gr^{0.1} (Pr / Pr_w)^{0.25} \varepsilon_l], \quad (2)$$

where ε_l – correction, depending on relation between longitudinal ($\frac{UD}{\nu}$) and rotational ($\frac{\Omega R^2}{\nu}$) Reynolds numbers, indices «l», «w» in Prandtl criteria correspond to liquid and wall respectively.

For a viscous-gravitational mode it was possible to generalize experimental data and to find Ko , entering in (2) in the form

$$Ko / Ko_0 = f(Ro, K_u),$$

which, despite its proximity, works with success in heat transfer analysis of electric machines with flow cooling:

$$Ko / Ko_0 = 1,75 \cdot K_u^{0,18} \cdot Ro^{0,33}, \quad (3)$$

where index “o” corresponds to absence of rotation.

From (3) follows that influence of rotation effects, connected with Rossby criterion Ro , on heat exchange is stronger, than effects of centrifugal displacement.

Heat transfer in damped turbulent flow in pipes with a twisting insert of constant step needs construction of criterial dependencies, uniform for direct-flow and swirled streams. In such parties we use Reynolds's effective number

$$Re^* = Re \cdot [1 + (W/U)^2]^{0,5} = Re \cdot (1 + tg^2 \alpha)^{0,5}, \quad (4)$$

where U – bulk velocity, W – tangential velocity.

In conditions of $Pr=1$ and when assumptions about energy dissipation neglecting are fair, i.e. similarity of velocity and temperature fields of swirled flow takes place, heat transfer is defined by boundary layer condition. Therefore, it is expedient to search for correlation of Nusselt number Nu and friction factor with Re^* that according to [5] look like

$$Nu = 0,021 \cdot (Re^*)^{0,8} \cdot Pr_f^{0,45} \cdot \left(\frac{Pr_w}{Pr_f}\right)^{0,25}; \quad \zeta = 0,316 \cdot Re^{*-0,25}. \quad (5)$$

These dependences well correlate with experimental data from industrial company “Eclipse Magnetics”, Sheffield, United Kingdom. Measurements are performed on water carefully described by following relation (M.A.Mikheyev's transformed formula with additive ε_l):

$$Nu = 0,021 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr_f^{0,43} \cdot \left(\frac{Pr_w}{Pr_f}\right)^{0,25} \cdot \varepsilon_l, \quad (6)$$

$$\varepsilon_l = 1 + A \cdot \left(\frac{D}{S}\right)^n / \text{Re}^m. \quad (7)$$

where A, m, n are constants (A=1.13·10⁵, m=1.2, n=1).

Our results have shown that calculation of a friction and heat transfer at high non-stationary spatial gas mixture flow in energy devices can be done at relationships (8) - (10):

$$\zeta = 0,131\text{Re}^{-0,18} \Theta / T_w)^{2,15}, \quad (8)$$

$$\text{Nu} = 0,0162\text{Re}^{0,82} \text{Pr}^{0,4} \Theta / T_w)^{2,15}, \quad (9)$$

$$\text{Re} = \frac{\rho_m u D}{\mu(T_m)}, \quad \text{Pr} = \frac{c_p \mu(T_m)}{\lambda(T_m)} = \text{const}, \quad \Theta = T_m + \sqrt[3]{\text{Pr} u^2 / (2 c_p)}, \quad (10)$$

$$\tau = \zeta \rho_m u^2 / 8, \quad q_w = \text{Nu} \Theta - T_m \lambda(T_w) / D. \quad (11)$$

From figures 1, 2 we can see that the chemical effects (ionization) intensity sufficiently the transfer processes, the chemical transformations aggravate the wave-like effects raising the rate of transport processes. In these calculations we use the full tensor transport turbulent model for Reynolds stresses and scalar fluxes [1].

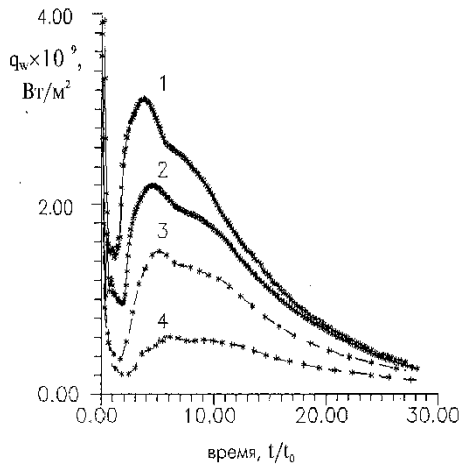


Figure 1: Distributions of heat flux of reacting gas mixture (q_w , W/m^2) versus dimensionless time (t/t_0) at local section $x=-0,05m$ and gas mass - $\sigma=0,1$ (lines 1,3); $\sigma=0,085$ (lines 2,4). Solid lines are chemical reacting motion, dashes ones are "frozen" flow, $T=25000$ K, $P=7*10^8$ Pa

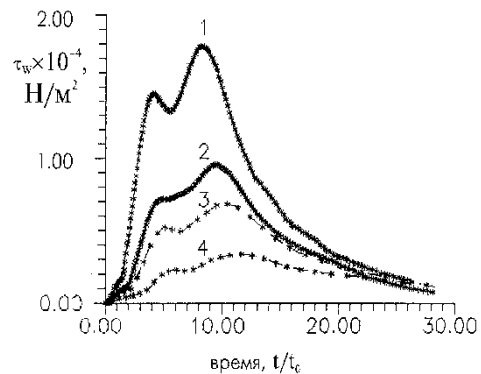


Figure 2: Distributions of shear stress (τ_w , N/m^2) versus dimensionless time (t/t_0) at local section $x=-0,05m$ and gas mass - $\sigma=0,1$ (lines 1,3); $\sigma=0,085$ (lines 2,4). Solid lines are chemical reacting motion, dashes ones are "frozen" flow, $T=25000$ K, $P=7*10^8$ Pa

In conclusion of complex shear flow simulation in energy devices let's notice that relaminarization in technical and energy systems and its behavior at extreme operating conditions can be receive only at complicated anisotropic multiparameter turbulent model. Last three decades are noted by interest growth in research of "fine" structure of spatial flows in energy devices on the base of RANS-models.

References

1. Kharlamov S.N., Kim V.Yu. Spatial Vortical Flows in Fields of Action of Centrifugal Mass Forces. Rome, Italy: Publ. House "Ionta", 2010. – 112 p.
2. Kharlamov S.N. Mathematical Modelling of Thermo- and Hydrodynamical Processes in Pipelines. Rome, Italy: Publ. House "Ionta", 2010. – 263 p.
3. Kharlamov S.N. Actual Problems of Hydrodynamics at Internal not Isothermal Flows in Fields of Mass Forces. Hydrodynamics: theory and model". Intech-Open, Rijeka, Croatia, 2012. – 307 p.;
4. Kurbatskiy A.F., Poroseva S.V., Yakovenko S.N. Calculations of turbulent flow statistical characteristics in rotating cylindrical pipe (in Russian) // Thermal Physics of High Temperatures. 1995. Vol. 133. No. 5. Pp. 738-748.
5. Kharlamov S.N., Silvestrov S.I. Hydrodynamics and Heat Transfer of Complex Internal Streams with Recirculated Fields. Rome, Italy: Publ. House "Ionta", 2010. – 169 p.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТОКА ВЯЗКИХ СРЕД ПРИ ИХ
ПРОТЕКАНИИ ЧЕРЕЗ ТРОЙНИКИ

Р.А. Альгинов

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В силу своей существенной металлоемкости трубопроводный транспорт во всем мире требует существенных финансовых затрат, как капитальных при строительстве и реконструкции, так и эксплуатационных для поддержания оборудования в регламентном состоянии. Вследствие этого на фоне старения трубопроводного парка во всем мире и росте угроз окружающей среде все больше внимания уделяется поиску решений, позволяющих максимально полно использовать пропускную способность трубопроводов и продлить их безаварийную эксплуатацию. В этих условиях актуальными представляются проблемы комплексного физико-математического и численного моделирования пространственных течений жидких и газообразных вязких сред по трубопроводам со сложной границей области движения. Причем достаточно полный и детальный анализ структуры транспортируемой среды можно получить в рамках статистических моделей турбулентности второго порядка для напряжений Рейнольдса, K- теорий турбулентности, включающих двухпараметрические динамические модели типа k-ε, k-τ, k-ω, k-L. Такой подход ориентирован на проникновение в суть зарождения процессов переноса импульса в условиях низкой и умеренной интенсивности пульсаций скорости и способен успешно предсказывать сложные сдвиговые течения, находящиеся в условия гидравлического кризиса. Понимание механизмов перераспределения энергии в условиях пространственной деформации вязкого потока будет способствовать выработке и принятию эффективных решений по управлению течением, снижению аварийности, повышению эффективности функционирования трубопроводных систем в нефтегазовой промышленности, водо- и теплоснабжении [1-6].

На практике мониторинг нелинейных гидродинамических пространственных процессов часто проводят в рамках полуэмпирической теории турбулентности с использованием осредненных уравнений Навье-Стокса, для которых остро стоит проблемы выбора подходящей модели турбулентности. Причем важно, чтобы в расчетах внутренних низкорейнольдсовых областей течений модель не проявляла “вычислительной жесткости” и была устойчива к возмущениям, связанными с околорезонансными режимами умеренной и низкой интенсивности турбулентности [5].

Целью настоящей работы является: детальное математическое моделирование и численное исследование сложных сдвиговых присоединяющихся / разделяющихся течений, возникающих в узловых точках трубопроводов в условиях низкой и умеренной интенсивности турбулентных вихрей на основе оригинальных низкорейнольдсовых схем замыканий второго порядка для определения коэффициентов молярного переноса импульса и тепла; прогнозе зон напряженного состояния трубопровода; оценке эффективности модели и расчетной схемы в предсказании развивающейся турбулентной структуры в узлах и соединениях Т-формы. Расчетами установлены ряд эффектов, сопровождающих движение, а также демонстрируются достоинства программного комплекса, включающего оригинальный численный алгоритм для описания гидродинамики и теплообмена во внутренних системах с переменной по длине границей области движения.

Физико-математическая постановка задачи. Рассматриваются стационарные турбулентные и околорезонансные течения несжимаемых и слабосжимаемых капельных и газообразных ньютоновских вязких сред в каналах, трубах и фитингах в условиях осевой симметрии и отсутствии массовых сил. Теплообмен в системе определяется умеренными тепловыми потоками, локализованными на стенке трубопровода. В пристеночной части разогреву потока могут способствовать диссипативные механизмы. Учитывается переменный характер теплофизических свойств рабочей среды, которая подчиняется условиям совершенного газа.

Общая математическая постановка включает: систему полных динамических уравнений Рейнольдса; уравнения состояния, неразрывности, энергии, которые в цилиндрической системе координат имеют следующий вид [4-6]:

$$\frac{\partial}{\partial x}(rU) + \frac{\partial}{\partial r}(rV) = 0, \quad (1)$$

$$U \frac{\partial U}{\partial x} + V \frac{\partial U}{\partial r} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x} + \nu \left[\frac{\partial^2 U}{\partial x^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial U}{\partial r} \right) \right] - \left[\frac{\partial \overline{u'^2}}{\partial x} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r \overline{u'v'}) \right], \quad (2)$$

$$U \frac{\partial V}{\partial x} + V \frac{\partial V}{\partial r} - \frac{W^2}{r} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial r} + \nu \left[\frac{\partial^2 V}{\partial x^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial V}{\partial r} \right) - \frac{V}{r^2} \right] - \left[\frac{\partial \overline{u'v'}}{\partial x} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r \overline{v'^2}) - \frac{\overline{w'^2}}{r} \right], \quad (3)$$

$$U \frac{\partial W}{\partial x} + V \frac{\partial W}{\partial r} + \frac{VW}{r} = \nu \left[\frac{\partial^2 W}{\partial x^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial W}{\partial r} \right) - \frac{W}{r^2} \right] - \left[\frac{\partial \overline{u'w'}}{\partial x} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r \overline{v'w'}) + \frac{\overline{v'w'}}{r} \right], \quad (4)$$

$$U \frac{\partial T}{\partial x} + V \frac{\partial T}{\partial r} = \frac{1}{\rho c_p} \left[\frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\lambda r \frac{\partial T}{\partial r} \right) \right] - \left(\frac{\partial \overline{u't'}}{\partial x_i} + \frac{1}{r} \frac{\partial \overline{rv't'}}{\partial r_i} \right) + \Phi_\mu, \quad (5)$$

$$p = \rho RT, \text{ или } \rho = \text{const}, \quad (6)$$

где обозначения – общепринятые, U, V, W и u', v', w' – осредненные и пульсационные компоненты скорости (осевая, радиальная и азимутальная), $\overline{u'_i u'_j}$ – корреляции пульсаций скорости (напряжения Рейнольдса).

Замыкание системы (1) – (6) выполнялось с привлечением статистических моделей второго порядка для нахождения компонент тензора напряжений Рейнольдса $\overline{u'_i u'_j}$ и удельных турбулентных потоков тепла $\overline{u'_i t'}$ [4-6]. В частности, использовались модифицированные двухпараметрические динамические модели турбулентности: стандартная двухпараметрическая k-ε модель Джонса-Лаундера [4] и оригинальная двухпараметрическая k-L модель, замыкание которой для внутренних течений было выполнено в работе [5].

Модель турбулентности для напряжений и потоков скалярной субстанции полно представлена в [1, 4-6]. Она включает опорную базу из двухпараметрических динамических k-L (7, 8) и k-ε (7, 9) и имеет вид транспортных уравнений, представленных Харламовым С.Н., Лаундером Б., Глушко Г.С. [5, 6]:

Граничные условия. На входе в систему граничные условия представлены однородными (либо отвечающими экспериментальным данным) профилями осредненных и пульсационных параметров, на выходе – т.н. «мягкими» граничными условиями (равенство нулю производной по осевой координате), на оси канала – условиями симметрии (равенство нулю производной по радиальной координате), на стенке – условия прилипания.

Численный метод. При численном интегрировании системы определяющих и замыкающих уравнений (1)-(5) использовались неявные конечно-разностные схемы второго порядка точности, по радиальной координате вблизи стенки осуществлялось сгущение конечно-разностной сетки по логарифмическому закону. Для нахождения поля давления (как видно из уравнений (2), (3) – градиент давления необходимо находить одновременно с компонентами вектора скорости) использовались идеи расщепления по физическим процессам, а именно метод Л.М. Симуни, доработанный для учета переменности градиента давления по сечению [7]. Система решалась методом установления, итерационный процесс продолжался до тех пор, пока решение не сойдется (невязки не уменьшатся до 0,001%).

Результаты численного моделирования для тройника 108x8 мм в режимах $Re=3 \cdot 10^3 - 10^4$ представлены на рис. 1. Направление потока – слева направо, в патрубке тройника происходит отделение потока. Согласно рисунку зоны наибольшей интенсификации движения возникают в точке отрыва потока на «шейке» тройника и на поверхности патрубка, на которую набегающий поток, на противоположной же стенке образует зону медленного течения. На шейке тройника поток значительно ускоряется, отрывается от магистрали и ударяется о патрубок.

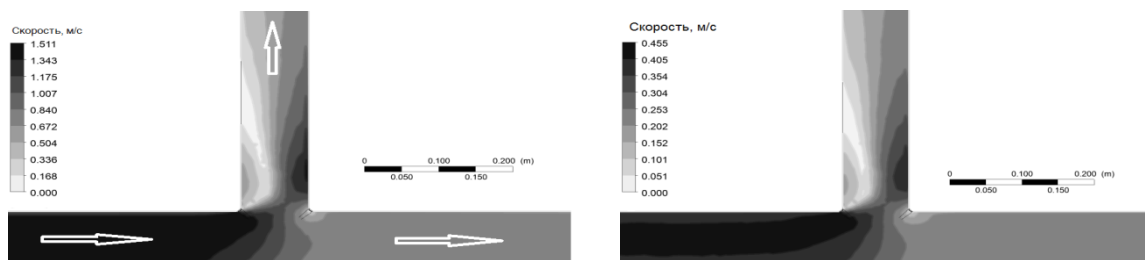


Рис. 1. Распределение скоростей течения для турбулентного $Re=10000$ (слева) и околопереходного $Re=3000$ (справа) режимов.

Отмечается неравномерное разделение потока в тройнике в условиях одинакового истечения из основной линии и бокового патрубка, так по боковому патрубку уносится только ок. 40% от расхода при входе в тройник. Т.е. расход по основной линии за тройником полуторократно превышает расход по боковому патрубку. Данный результат подлежит учету при проектировании самотечных систем.

Литература

1. Kharlamov S.N. Mathematical Modelling of Thermo- and Hydrodynamical Processes in Pipelines. Rome, Italy: Publ. House "Ionta", 2010. – 263 p.
2. Hadzic I, Hanjalic K. Separation-induced transition to turbulence: second-moment closure modeling // Flow, Turbulence and Combustion. 1999. P. 153-173.
3. Koizumi H. Laminar-turbulent transition behavior of fully developed air flow in a heated horizontal tube // International Journal of Heat and Mass Transfer. 2002. P. 937-949.
4. Бубенчиков А.М., Харламов С.Н. Математические модели неоднородной анизотропной турбулентности во внутренних течениях. – Томск: Томский государственный университет, 2001. – 448 с.

5. Kharlamov S.N. Actual Problems of Hydrodynamics at Internal not Isothermal Flows in Fields of Mass Forces (p. 183-223) / Hydrodynamics: Theory and Model" Intech-Open, Rijeka, Croatia, 2012. – 370 p.
6. Kharlamov S.N., Silvestrov S.I. Hydrodynamics and Heat Transfer of Complex Internal Streams With Recirculated Fields. Rome, Italy: Publ. House "Ionta", 2010. – 169 p.
7. Симуни Л.М.. Численное решение задач теплообмена при неизотермическом движении вязкой жидкости в плоской трубе // Инженерно-Физический Журнал, 1966. – №1. – С. 86-91.

ИЗУЧЕНИЕ ЭФФЕКТА УСКОРЕНИЯ ПОТОКА ПРИ ЕГО РАЗДЕЛЕНИИ В ЗАМКНУТЫХ СИСТЕМАХ

Р.А. Альгинов

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Исследование процессов, происходящих в узлах и деталях трубопроводов представляет значительный интерес, поскольку данные детали, как правило, в большей степени подвержены износу по сравнению с прямолинейными участками без особенностей (т.е. с трубой). Данная работа посвящена численному исследованию процессов, сопровождающих перераспределение потока. В качестве исследуемой геометрии выбраны тройники по ГОСТ 17376-2001 [1]. Математическая постановка задач данного класса представлена в работе «Исследование процессов перераспределения потока вязких сред при их протекании через тройники», исследование велось с привлечением оригинальных методов разделения по пространственным переменным и физическим процессам [5], оригинальной модели турбулентности k-L [4], адаптированной томской школой гидродинамики и теплообмена к внутренним течениям [3].

В качестве рабочей среды рассматривались маловязкие и средневязкие нефти, для которых с определенными допусками справедливо ньютоновское приближение.

Результаты численного моделирования для тройников представлены на рис. 1-3. Направление потока на контурных рисунках – слева направо, в патрубке тройника происходит отделение потока. Согласно рис. 1 зоны наибольшей интенсификации движения возникают в точке отрыва потока на «шейке» тройника и на поверхности патрубка, на которую набегает поток, на противоположной же стенке образуется зона медленного течения. На шейке тройника поток значительно ускоряется, отрывается от магистрали и ударяется о патрубок.

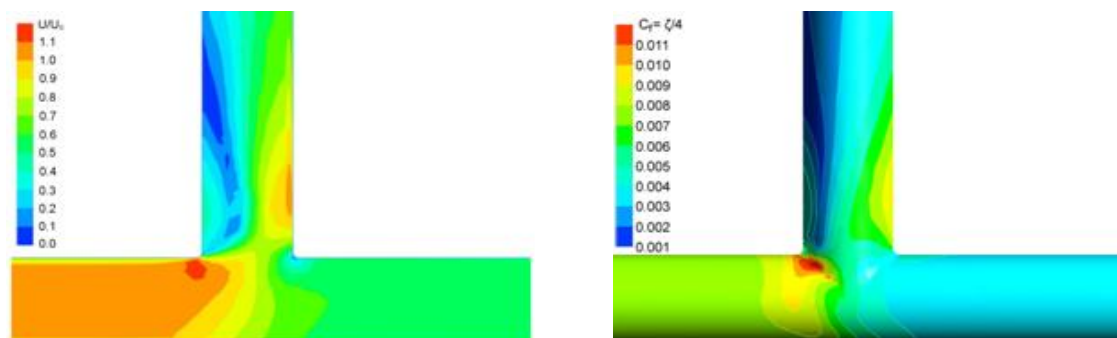


Рис. 1. Распределение скорости потока (слева) и безразмерного коэффициента трения (справа) в плоскости симметрии тройника.

Анализ профилей скорости по линиям, параллельным оси магистрали тройника, показывает нарушение осевой симметрии потока при приближении к зоне отрыва потока с последующим восстановлением на осесимметричный режим на выходе из тройника. В области перераспределения потока нарушение осевой симметрии происходит следующим образом: на линиях тока, лежащих по отношению к патрубку за осью магистрали, наблюдается плавное изменение расхода (рис. 2, сплошные линии с отрицательными отметками). В то же время на близких к патрубку линиях наблюдается рост осевой скорости с последующим ее резким спадом при прохождении оси тройника до экстремальных значений и восстановлением до значений, соответствующих осесимметричному режиму.

Также обращает на себя внимание распределение радиальной скорости в тройнике: оно существенно асимметрично по отношению к оси тройника и достигает максимальных значений в области набегания потока на стенку тройника.

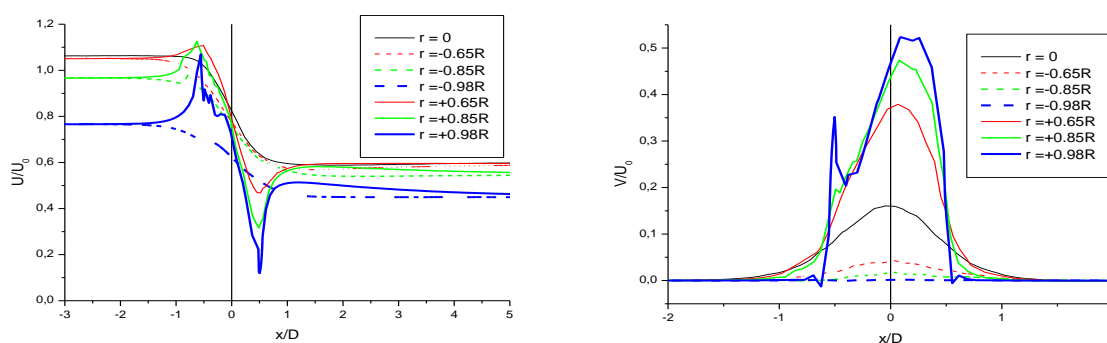


Рис. 2. Распределение осевой (слева) и радиальной (справа) скоростей потока по линиям, параллельным оси магистрали тройника (сплошные линии – вблизи бокового патрубка, пунктирные – по другую сторону от патрубка относительно оси магистрали).

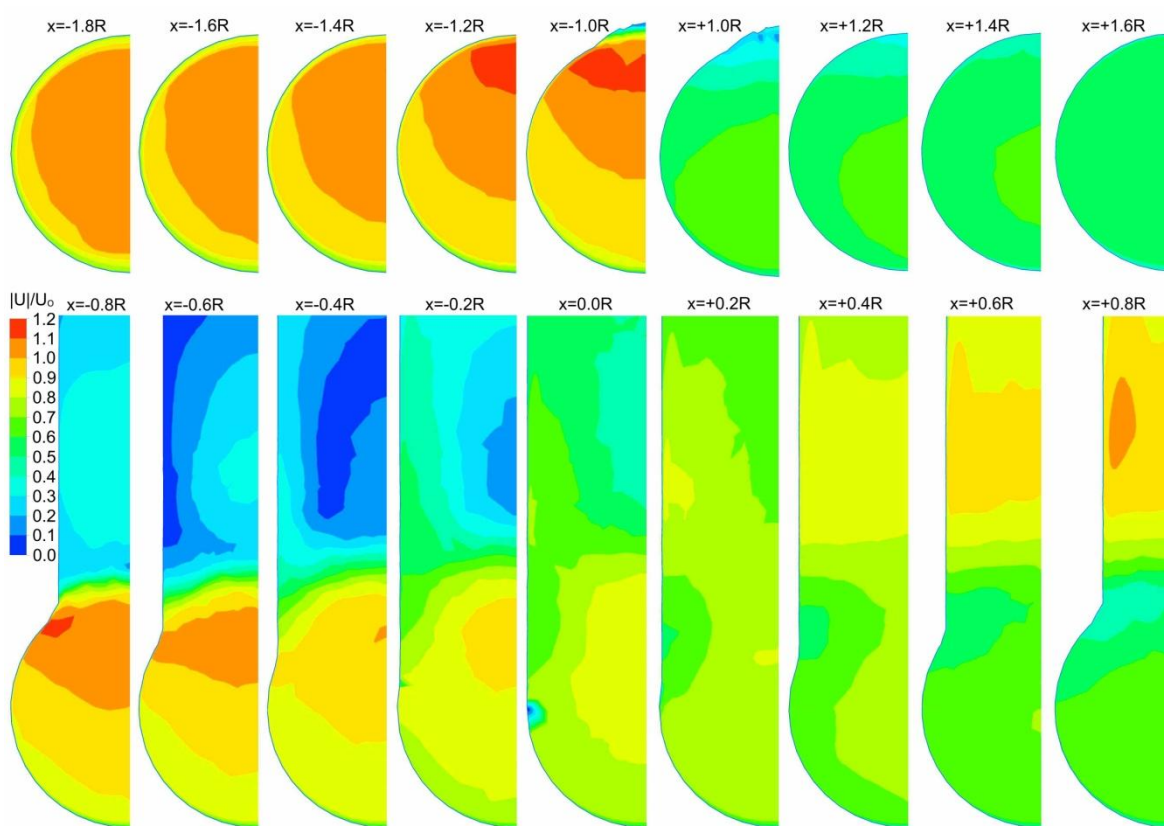


Рис.3. Скорость потока в поперечных сечениях, расстояния со знаком «минус» соответствуют сечениям до бокового патрубка, со знаком «плюс» - после патрубка.

Подтверждают обозначенное выше предположение об отрывном характере течения распределения нагрузок по поверхности тройника, что позволяет сделать вывод о том, что зонами потенциального риска являются шейка тройника и начальная область бокового патрубка, на которую приходится сварной шов, присоединяющий к тройнику трубу. Однако при увеличении радиуса скругления «шейки» тройника интенсивность отрывного течения уменьшается, что способствует снижению динамической нагрузки на патрубок.

Полученные результаты позволяют обозначить следующие практические рекомендации – удлинение бокового патрубка отвода за пределы рециркуляционной зоны, а также максимизация радиуса скругления шейки. Это позволит не только увеличить надежность детали, но также уменьшить ее гидравлическое сопротивление. Представленные результаты также иллюстрируют известный из практики факт меньшей надежности тройниковых соединений [2] по сравнению с тройниками. Объяснение, как можно видеть, заключается в отрыве течения (поскольку тройниковое соединение не имеет скругления) и интенсивном динамическом ударе на стенку патрубка. В данном случае может быть рекомендована минимизация использования тройниковых соединений и предпочтительное использование тройников заводского изготовления.

Литература

1. ГОСТ 17376-2001. Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Тройники. Конструкция.
2. ВСН 1-84. Тройники и тройниковые соединения сварные из стальных труб на Р, 5,5 и 7,5 МПа (55 и 75 кгс/см²).
3. Бубенчиков А.М., Харламов С.Н.. Математические модели неоднородной анизотропной турбулентности во внутренних течениях. – Томск: Томский государственный университет, 2001. – 448 с.
4. Глушко Г.С.. Дифференциальное уравнение для масштаба турбулентности и расчет турбулентного пограничного слоя на плоской пластине // Турбулентные течения. – М., 1970. – С. 37-44.
5. Симуни Л.М.. Численное решение задач теплообмена при неизотермическом движении вязкой жидкости в плоской трубе // Инженерно-Физический Журнал. – М., 1966. – №1. – С. 86-91.

**БАЛАНС ТОНКИХ ПАРАМЕТРОВ ТУРБУЛЕНТНОСТИ ПРИ
РАЗДЕЛЕНИИ / ОБЪЕДИНЕНИИ ПОТОКА ВЯЗКИХ СРЕД****Р.А. Альгинов**

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время растет интерес к получению детальной картины процессов перераспределения потока, протекающих в узлах и деталях трубопроводов [4-7]. Данный интерес связан как с меньшей долговечностью деталей трубопроводов по сравнению с основной трубой, так и с недостаточным развитием методов приближенного прогноза устанавливающихся течений (в отличие от установившихся). Немаловажным выступает также использование трубопроводных деталей для предварительной подготовки многофазных сред, транспортируемых по трубопроводу [1]. Поскольку перекачка продукта по трубопроводам ведется в турбулентном режиме, для понимания процессов перераспределения потока необходимо исследование параметров и характеристик турбулентности в данных узлах.

В данной работе исследовались тройники, их геометрия принималась согласно ГОСТ 17376-2001 [1]. Постановка задачи течения, включающая определяющие уравнения движения, осредненные по Рейнольдсу, представлена в работе «Исследование процессов перераспределения потока вязких сред при их протекании через тройники». Моделирование турбулентности велось на основе двухпараметрических статистических моделей k-теории турбулентности, включающих уравнение для кинетической энергии турбулентности k и еще одного параметра турбулентности – скорости диссипации кинетической энергии турбулентности ε и интегрального масштаба энергосодержащих вихрей L [2]:

$$u_j \frac{\partial k}{\partial x_j} = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\left(\nu + c_k f_\mu \overline{u'_i u'_j} \frac{L}{\sqrt{k}} \right) \frac{\partial k}{\partial x_j} \right] - \overline{u'_i u'_j} \frac{\partial u_i}{\partial x_j} - \tilde{\varepsilon} - \Phi; \quad (1)$$

$$u_j \frac{\partial \varepsilon}{\partial x_j} = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\left(\nu + c_L f_\mu \overline{u'_i u'_j} \frac{\varepsilon}{k} \right) \frac{\partial \varepsilon}{\partial x_j} \right] - c_1 f_1 \overline{u'_i u'_j} \frac{\varepsilon}{k} \frac{\partial u_i}{\partial x_j} - c_2 f_2 \frac{\tilde{\varepsilon}^2}{k} + E; \quad (2)$$

$$u_j \frac{\partial L}{\partial x_j} = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\left(\nu + c_L f_\mu \overline{u'_i u'_j} \frac{L}{\sqrt{k}} \right) \frac{\partial L}{\partial x_j} \right] - c_1 f_1 \overline{u'_i u'_j} \frac{\partial u_i}{\partial x_j} - \varepsilon_L + E. \quad (3)$$

Выбор коэффициентов уравнений (1)-(3) осуществлялся согласно моделей Б. Лаундера, Г.С. Глушко и С.Н. Харламова [2,3].

Анализ установившегося течения на выходе из тройника показал, что разделение потока в тройнике происходит неравномерно: расход по магистрали существенно (до двух раз) превышает расход по боковому патрубку (результат представлен подробно в работе «Изучение эффекта ускорения потока при его разделении в замкнутых системах»). Для объяснения данного результата необходимо привлечение информации по поведению параметров турбулентности на данной геометрии.

Так согласно рис. 1 в патрубке образуется турбулентный вихрь, ядро которого расположено в области до оси патрубка (слева). При этом за осью патрубка также наблюдается рост безразмерной кинетической энергии турбулентности поскольку данной области соответствует течение с меньшим расходом, меньшим трением на поверхности и, соответственно, меньшей величиной динамической скорости u^* .

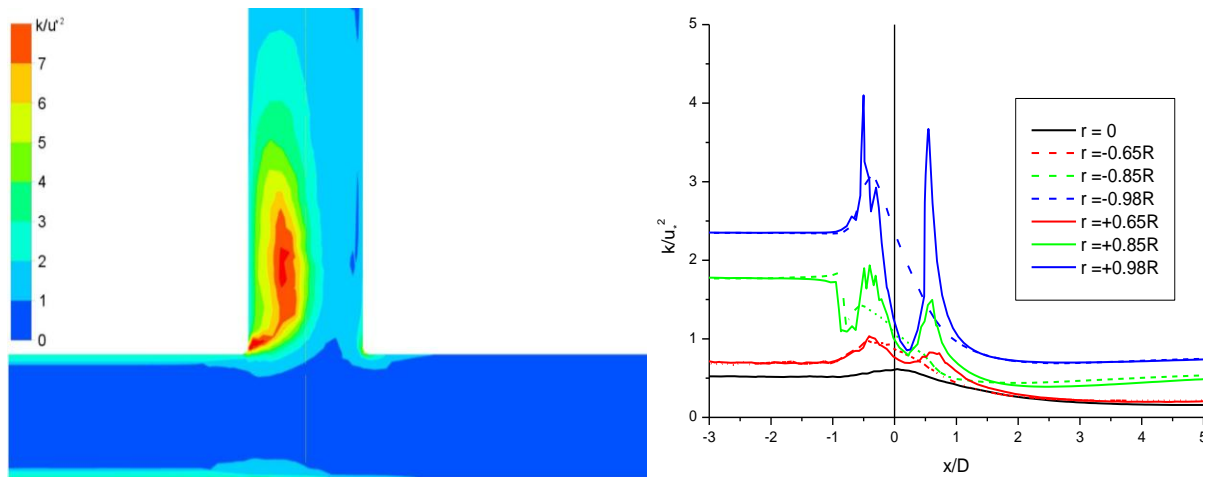


Рис. 1. Распределение кинетической энергии турбулентности в плоскости симметрии тройника (слева) и по линиям, параллельным оси магистрали тройника (справа, сплошные линии – вблизи бокового патрубка, пунктирные – по другую сторону от патрубка относительно оси магистрали).

Также заслуживает внимания совпадение экстремумов приведенной кинетической энергии турбулентности и скорости, как осевой, так и радиальной (см. иллюстрации к работе «Изучение эффекта ускорения потока при его разделении в замкнутых системах»). Данный результат подтверждает взаимосвязь междупульсационными и осредненными характеристиками потока.

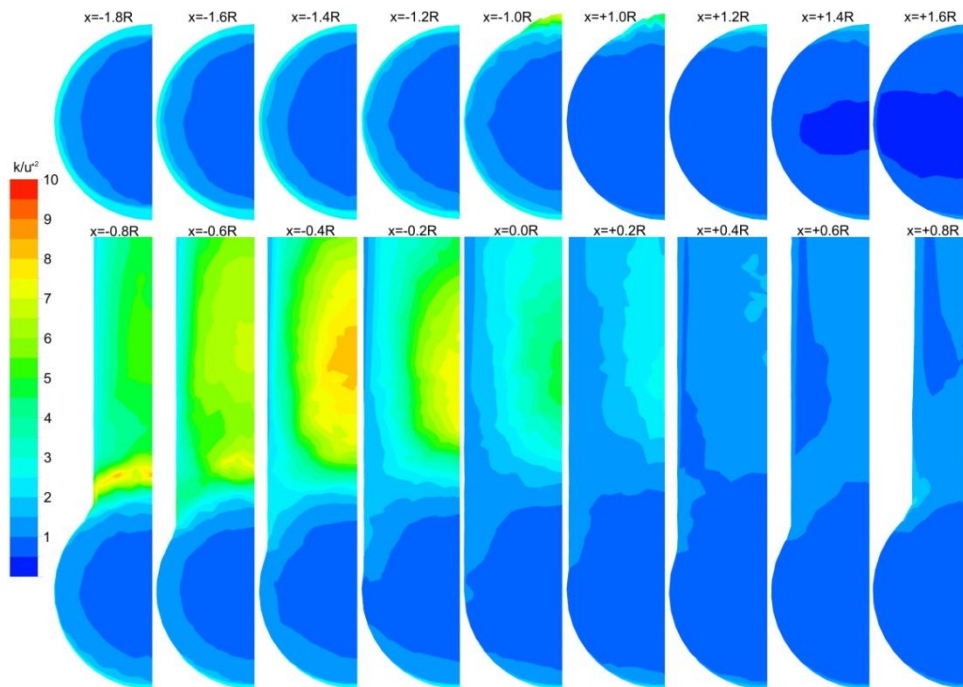


Рис.2. Кинетическая энергия турбулентности в поперечных сечениях, расстояния со знаком «минус» соответствуют сечениям до бокового патрубка, со знаком «плюс» - после патрубка.

Таким образом, можно утверждать, что полученный эффект неравномерного разделения потока в тройнике между основной линией и боковым патрубком определяется поведением пульсационных характеристик течения: Отрыв потока и его последующее присоединение к стенке патрубка приводят к росту пульсаций (что может объясняться большими значениями локальных чисел Рейнольдса при набегании потока на поверхность патрубка). Образуются турбулентные вихри (соответствующие областям рециркуляционного движения жидкости), и поскольку данные вихри почти полностью локализируются в патрубке, возникает дополнительное гидравлическое сопротивление протеканию жидкости через патрубок.

Литература

1. ГОСТ 17376-2001. Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Тройники. Конструкция.
2. Бубенчиков А.М., Харламов С.Н. Математические модели неоднородной анизотропной турбулентности во внутренних течениях. – Томск: Томский государственный университет, 2001. – 448 с.
3. Глушко Г.С. Дифференциальное уравнение для масштаба турбулентности и расчет турбулентного пограничного слоя на плоской пластине // Турбулентные течения. 1970. – С. 37-44.
4. Anwer M., So R.M.C. Study of Sublayer Bursting in a Bend // American Institute of Aeronautics and Astronautics – Papers. 1988. - V.88. - P. 3581-3588.
5. Anwer M., So R.M.C. Rotation Effects on a Fully- developed Turbulent Pipe Flow// Experiment in Fluids., 1989. – №8. – P. 33-40.
6. Hadzic I, Hanjalic K. Separation-induced transition to turbulence: second-moment closure modeling // Flow, Turbulence and Combustion., 1999. – P. 153-173.
7. Wang L., Wu Y., Zheng Z., Guo J., Zhang J., Tang C. Oil-Water Two-Phase Flow Inside T-junction // Journal of Hydrodynamics., 2008. – P.147-153.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ТЕПЛОБМЕННЫХ АППАРАТОВ ДЛЯ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК В СИСТЕМЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОПРОВОДОВ

К.Ю. Афанасьев

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Применение газотурбинных установок (ГТУ) в качестве приводов на газокompрессорных станциях с каждым годом становится все более распространенным благодаря высокой энергоемкости, компактности и автономности, не требующей подвода дополнительной энергии.

В то же время, в ГТУ присутствует существенная зависимость эксплуатационных характеристик от параметров термодинамического процесса горения топлива, которые в свою очередь зависят от качества состава топлива, условий его подготовки и сгорания.

Нужно также отметить, что по сравнению с циклами некоторых других тепловых двигателей, газотурбинные циклы имеют более низкое значение отношения фактического коэффициента полезного действия к КПД цикла Карно, поэтому рубеж термодинамической эффективности в 40% газотурбинные двигатели преодолели позднее паротурбинных или дизельных.

Сейчас ведется множество различных исследований по увеличению КПД газотурбинных установок. Так, фирма Mitsubishi начала разработки ГТУ с температурой перед турбиной около 2000К [6]. В США ведутся работы по приближению процесса горения в проточном тракте турбины к изотермическому, за счет создания установки без камеры сгорания [7].

При рассмотрении возможности применения данных разработок, связанных с радикальными технологическими изменениями конструкции ГТУ, становится ясно, что их применение в нефтегазовой отрасли нереально в силу огромного количества уже действующих агрегатов классических конструкций.

Основным методом повышения экономичности и эффективности использования уже работающих ГТУ является применение схемных решений без радикальных технологических инноваций.

К схемным решениям модернизации ГТУ можно отнести использование различных процессов регенерации и рекуперации теплоты, уходящей газовой смеси [1-5].

Простейшим решением повышения КПД газотурбинной установки, работающей по циклу Брайтона на 2-3%, является использование теплоты уходящих газов для нагрева воздуха, поступающего в камеру сгорания, тем самым удастся снизить расход топлива по установке в целом.

При рассмотрении ГТУ с рекуперацией теплоты и двухступенчатым сжатием требуется установка дополнительного теплообменника в качестве холодильника между ступенями.

Схема представлена на рисунке 1.

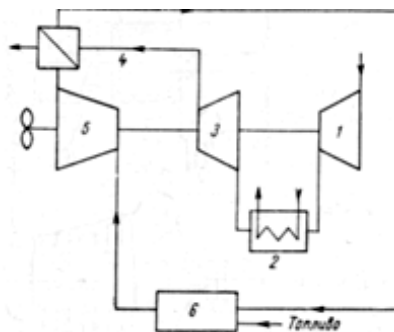


Рис. 1. Схема ГТУ с двухступенчатым сжатием и рекуперацией теплоты уходящих газов

Также можно рассмотреть схемы, в которых энергия уходящих газов используется не только для нагрева воздуха, но для повышения температуры природного газа перед камерой сгорания и нагрева воды, используемой далее в системе отопления и горячего водоснабжения компрессорной станции.

При рассмотрении различных схем регенерации и рекуперации теплоты существенную роль начинает играть выбор эффективного теплообменного оборудования, которое сможет обеспечить наилучшую теплопередачу, компактность и простоту эксплуатации.

В качестве рекуператоров теплоты возможно применение как кожухотрубных, так и пластинчатых теплообменных аппаратов (ТА). К преимуществам пластинчатых ТА обычно относят небольшой вес, небольшой габаритный объем, тонкостенность теплопередающих пластин и высокий коэффициент теплопередачи, повышенный срок службы и легкость технического обслуживания.

Для более подробного рассмотрения кожухотрубных и пластинчатых ТА сравним два теплообменника используемых для нагрева воздуха от 200 до 350 °С перед камерой сгорания за счет теплоты дымовых газов, выходящих из турбины с температурой 470 °С.

Наиболее часто используемым энергетическим критерием оптимизация является – энергетический критерий Кирпичева. Также используется критерий геометрической компактности, определяемый как отношение площади теплообменной поверхности F , к объему теплообменного аппарата V .

Исходя из проведенных расчетов вышеописанных критериев, а также расчета теплопередачи, можно сказать, что преимущество пластинчатого ТА не превысило 20%. При этом его стоимость значительно выше конкурента.

Основным недостатком пластинчатых ТА является ограничение по давлению из-за необходимости применения достаточно мощного болтового крепежа, стягивающего наружные стенки блоков, а также худшего противостояния избыточным давлениям плоской стенки по сравнению с цилиндрической оболочкой.

Для оценки прочности ТА были созданы модели элементов рассматриваемых теплообменников в программе Ansys. Для пластинчатого ТА это была пластина размерами 1000*400*3.6 мм с четырьмя сквозными отверстиями диаметром 100 мм для патрубков, а для кожухотрубного – четверть трубы диаметром 25.4 мм и такой же толщиной. Толщина элементов взята несколько выше для лучшей сходимости результатов при использовании метода конечных элементов.

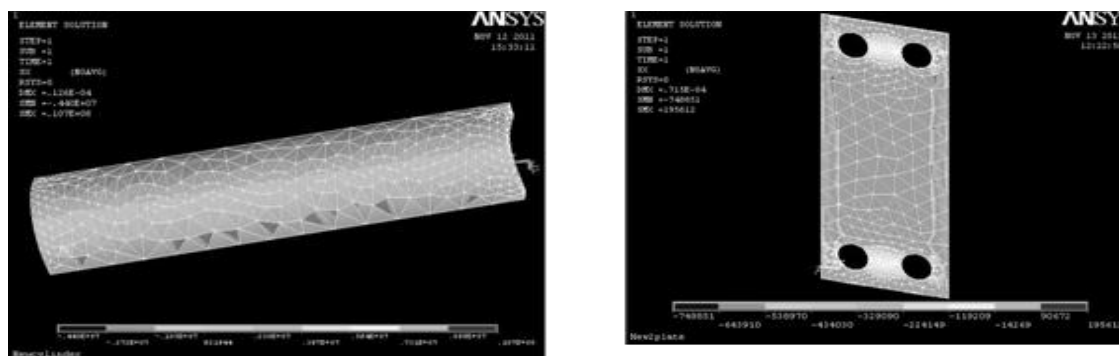


Рис. 2. Изображение напряжений поверхностей теплообменных аппаратов

После создания давления 20 кг/см², на обе конструкции стало видно, что на пластине создаются опасные зоны в районе отверстий для патрубков, в то время как появление опасных зон на трубчатой поверхности, при том же давлении, не выявлено. Результаты представлены на рисунке 2.

График усредненных изменений напряжений по длине конструкций представлен на рисунке 3.

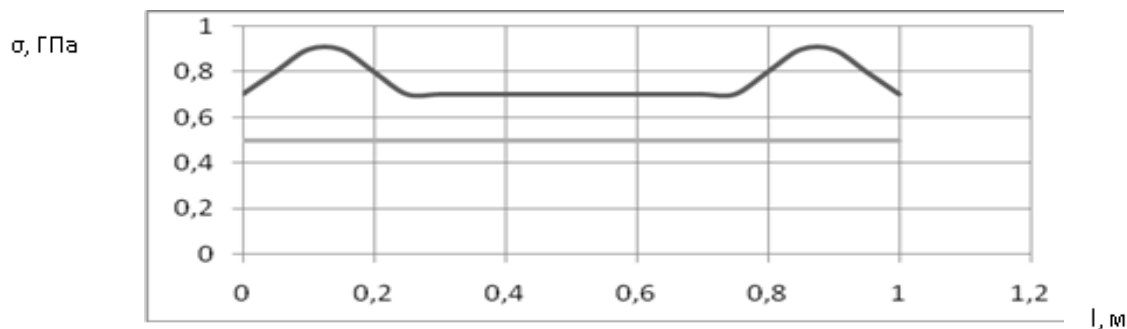


Рис. 3. График изменения напряжений по длине конструкций

Таким образом, можно сделать вывод, что характеристики кожухотрубных ТА практически не уступают пластинчатым, кроме того недостатком при использовании пластинчатых ТА является ограничение по давлению из-за необходимости применения достаточно мощного болтового крепежа, стягивающего наружные стенки блоков, и худшего противостояния плоской стенки избыточным давлениям по сравнению с цилиндрической поверхностью.

Исходя из этого, применение кожухотрубных ТА является приемлемым и эффективным в качестве рекуператоров на газотурбинных установках систем эксплуатации газопроводов.

Литература

1. Барон В.Г. Тонкостенные теплообменные интенсифицированные аппараты – альтернатива пластинчатым теплообменникам // «Теплоэнергоэффективные технологии», – Санкт-Петербург, 2003. – №4, – с.52-55.
2. Голдаев С.В. Практикум по надежности и оптимизации систем теплоэнергоснабжения – Томск, Изд-во ТПУ, 2005. – 100 с.
3. Пермяков В.А. К вопросу выбора типа водо-водяных подогревателей для систем теплоснабжения, «Промышленная энергетика», – М., 2000. – №4, – с. 37-44.
4. Поршаков, Б. П. Газотурбинные установки: учебник для вузов / Б. П. Поршаков. – М.: Недра, 1992. – 238 с.
5. Фраас, А. Расчет и конструирование теплообменников. – Атомиздат, 1971. – 358 с.
6. Fukaizumi J. The future of gas turbine // Power Engng Intern. Mag, 2005. – Vol. 13. – № 5. P. 683-691.
7. Scholberty M. Breakthrough in gas turbine efficiency // Turbomachine Intern., 2005. – Vol. 46. – № 1. – P. 23-29.

НОВОЕ ПОКОЛЕНИЕ ДАТЧИКОВ, ПРИБОРОВ И МЕТОДОВ КОРРОЗИОННОГО МОНИТОРИНГА СТАЛЬНЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА

А.Ф.Бархатов

Научный руководитель доцент Б.Ф. Назаров

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальность. Результаты расследования причин повреждаемости магистральных трубопроводов (МТ) показали, что наиболее значимым фактором, снижающим работоспособность труб, является коррозия. Более 70% [1] инцидентов и аварий на МТ были обусловлены наличием недопустимых коррозионных дефектов. Проходы внутритрубных дефектоскопов также регистрируют до нескольких тысяч коррозионных повреждений различной глубины проникновения. Именно объемы коррозионной повреждаемости определяют необходимость проведения широкомасштабных ремонтов трубопроводов с привлечением значительных капитальных вложений на их осуществление.

К одним из наиболее значимых факторов, создающих условия и влияющих на весь процесс коррозии, являются грунты (или почвы), с которыми функционально взаимодействует стальной трубопровод. При подземной коррозии металла общие кинетические закономерности его растворения определяются исключительно свойствами грунта и его коррозионной активностью (анионным составом, концентрацией, pH, влажностью и т.д.). В настоящий момент коррозионную активность грунтов оценивают по величине удельного электрического сопротивления грунтов в соответствии с ГОСТ Р 51164-98 и ГОСТ 9.602-2005 [2, 3], но гетерогенную коррозионную систему невозможно оценить по величине одного параметра, для этого нужна целая совокупность параметров, которая позволит комплексно рассмотреть процесс электрохимической коррозии и технически грамотно предложить метод борьбы с ней (выбрать поляризационный потенциал катодной защиты, тип изоляционного покрытия и т.д.). На сегодняшний день не существует методики оценки коррозионной активности грунтов по количественному вкладу каждого из факторов, например, таких как влажность, кислотность, плотность предельного тока по кислороду, количественного содержания ионов и веществ, способствующих развитию коррозионных процессов (хлорид, кислород, трехвалентного железа и др.), тип грунта, уровень грунтовых вод, влагосодержание и т.д. Помимо отсутствия методики, не существует мобильных приборов для оценки основных параметров, способствующих развитию коррозионных процессов в трассовых условиях.

Таким образом, разработка методики комплексной оценки коррозионной активности грунтов по параметрам, влияющим на процесс внешней коррозии МТ и мобильного прибора для определения (хлоридов, кислорода, трехвалентного железа, сульфидов, pH, и др.) является актуальной и важной проблемой в обеспечении экологической безопасности эксплуатации МТ для транспорта нефти и газа.

Научная новизна. Известен в настоящий момент метод хроноамперометрии для определения концентрации примеси в растворе (C^0) при известном коэффициенте диффузии (D) или определения величины коэффициента диффузии при известной концентрации примеси. Этот способ оправдан только в том случае, если полезный сигнал много больше остаточного тока и шумов ячейки. В действительности измеряемый ток содержит наряду с полезным сигналом ряд помех и шумов. Указанный способ применим только для относительно больших концентраций в растворе, так как с увеличением времени измерения растут ошибки, связанные с остаточным током.

Основной задачей, решаемой предлагаемым изобретением, является расширение области применения, повышение производительности, чувствительности и достоверности электрохимических методов анализа, за счет увеличения периодов наблюдения за измеряемым сигналом и одновременной фильтрацией помех, и

возможности исключения метода добавок. Кроме того, при реализации данного решения исключается вопрос о форме и величине единичного (стандартного) сигнала. Данная задача решается тем, что на электрохимическую ячейку, содержащую электроды и электролит с определяемой примесью, например, в методах хроноамперометрии, вольтамперометрии и кулонометрии (при заданном потенциале) накладывается потенциал и измеряется ток или количество электричества, проходящего через ячейку, которые преобразуются сначала в величины пропорциональные напряжению. В методах, например, хронопотенциометрии или кулонометрии (при заданном токе) пропускается заданный ток и измеряется, потенциал электрода. Затем измеренные величины напряжения, или потенциала электрода, преобразуются дробным интегрированием в постоянную величину пропорциональную определяемой концентрации с коэффициентом пропорциональности равным $(zFSD)^{0,5}$ (z – число электронов, принимающих участие в электрохимической реакции, D – коэффициент диффузии определяемой примеси, F – число Фарадея, S – поверхность электрода, определяемая до опыта) на различных периодах наблюдения за сигналом. Периоды наблюдения (число точек измерения) выбираются от минимального, например, 0,01 до 0,05 с определяемого возможностями электронной аппаратуры (быстродействием измерительной системы), до максимального, которое определяется выходом на стационарный режим (25...50 с). Число периодов наблюдения за полезным сигналом устанавливается по минимальной дисперсии величин его измерения при разных периодах наблюдения. Например, для не зашумленных сигналов это число может быть равным единице. При этом на разных периодах наблюдения измеряется постоянная величина (сигнал) и изменяющаяся помеха, которая детектируется, например, экстраполяцией на ось концентраций, а полезный постоянный сигнал после деления на величину $(zFSD)^{0,5}$ регистрируется в виде концентрации.

Предлагаемое решение расширяет область применения, повышает производительность, чувствительность и достоверность результатов электрохимических методов анализа за счет дробного интегрирования измеряемого сигнала, которое сводит измеряемый полезный нестационарный сигнал к постоянной величине, а помехи электрохимической ячейки, отличные по своей природе от измеряемого полезного сигнала, к минимуму. Расширение области применения электрохимических методов анализа решается за счет того, что исключение метода добавок позволяет анализировать среды и объекты, в которые стандартные добавки вводить невозможно. Производительность повышается за счет уменьшения времени измерения сигнала, так как время не стационарности не превышает 30...60 с и отсутствия повторных измерений со стандартными добавками. Кроме того с уменьшением времени измерения доля нестационарной составляющей полезного сигнала в суммарном сигнале возрастает, что приводит не только к увеличению производительности, но и повышению чувствительности и достоверности методов.

Основные результаты. Экспериментальные исследования по апробации нового способа определения концентрации проводились на фоне 0,05 М НСl с различным содержанием железа (+3) в растворе от 0,02 до 2,5 мг/литр. Рабочий электрод-стеклографитовый электрод, модифицированный золотом с поверхностью 0,9 см². Электрод сравнения нормальный хлорсеребряный электрод. Процесс электролиза трех валентного железа проводили при потенциале +0,25 В относительно нормального хлорсеребряного электрода. Параллельно (в одном и том же растворе, на тех же самых электродах) снимались зависимости «ток–время» и «концентрация–число периодов интегрирования». Максимальное время измерения составляло 25 с. Время задержки (срабатывания потенциостата) составляло 0,05 с. Число интервалов измерения равнялось 8. Величины интервалов наблюдения (интегрирования) составляли 0,5, 1,0, 2,0, 3,0, 6,0, 10,0, 15,0, 20,0 с. С уменьшением концентрации полезный сигнал вместе с остаточным током вырождается в достаточно хаотичную кривую. В тоже время, после преобразования и дробного интегрирования искомая концентрация находится достаточно уверенно.

Для исследования возможности устранения случайной составляющей (фильтрации) эксперимент проводили в тех же условиях, что и в примере 1, но без добавок железа. Снимали две последовательные вольтамперные кривые и регистрировали разность между ними, при этом постоянные составляющие частично вычитались, а случайные складывались. Установлено, что дробное интегрирование позволяет уменьшить не только случайную составляющую, но и постоянную до уровня ошибки порядка 0,005 мг/литр, которая уже не является устранимой.

Практическая значимость. Разработана методика определения коррозионной активности грунта, основанная на разделении измеряемых величин тока или потенциала на временную, стационарную и случайную составляющие, что позволяет с высокой точностью, и оперативностью определять удельное сопротивление грунта, рН, количественное содержание веществ и ионов (хлорид, кислород, трехвалентное железо и др.), способствующих развитию электрохимической коррозии.

Литература

1. Теплинский Ю.А., Воронин В.Н., Мамаев Н.И. Исследование коррозионной активности грунтов на участках прокладки подземных газопроводов // Практика противокоррозионной защиты., – М., 2009. – № 1. – С. 41–47.
2. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. – М.: Изд-во стандартов, 1998.
3. ГОСТ 9.602-2005 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии. – М.: Изд-во стандартов, 2005.

ГИДРОДИНАМИКА ЭЛЕКТРОПРОВОДЯЩЕЙ ЖИДКОСТИ В ТРУБАХ ПРИ ВОЗДЕЙСТВИИ
ПОПЕРЕЧНОГО МАГНИТНОГО ПОЛЯ И МАССОВЫХ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ СИЛ

А.А. Гагарин

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Целью данной работы является исследование гидродинамики вязкой электропроводящей жидкости в осесимметричном канале с непроводящими стенками, находящимися в поперечном магнитном поле. Анализ результатов дает представление о совместном влиянии крутки потока и поперечного магнитного поля. Расчеты распределений локальных и интегральных параметров по пространству и их сравнения с имеющимися опытными данными позволяют судить об интенсивности процессов переноса и точности моделирования нелинейных эффектов в электропроводящей среде.

В описании гидродинамики в “узких” цилиндрических трубах в случае развивающегося закрученного течения рассматривается уравнение количества движения электропроводящей жидкости, записанное в векторной форме [1-3]:

$$\rho \left[\frac{\partial V}{\partial t} + V, \nabla V \right] = -\nabla p + \operatorname{div} \hat{\tau} + j \times B.$$

Здесь V, B – векторы скорости и магнитной индукции; ρ, p – плотность и давление; $\hat{\tau}$ – девиатор тензора напряжений в жидкости; j – вектор плотности электрического тока, определяемый по закону Ома.

Для решения задачи необходимо спроектировать данное уравнение на оси цилиндрической системы координат. Полученную систему уравнений упрощаем, используя условие равенства нулю вектора полного тока через поперечное сечение канала, а также исключая слагаемые, не оказывающие существенного влияния на структуру потока. Параметры вектора напряженности электромагнитного поля осреднены по поперечному сечению канала, что допустимо в присутствии крутки. В результате имеем следующую систему уравнений [1, 3]:

$$\operatorname{Re} \left(\frac{\partial U}{\partial t} + U \frac{\partial U}{\partial x} + V \frac{\partial U}{\partial r} \right) = -\operatorname{Re} \frac{\partial p}{\partial x} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial U}{\partial r} \right) + Ha^2(1-U)$$

$$\operatorname{Re} \left(\frac{\partial W}{\partial t} + U \frac{\partial W}{\partial x} + V \frac{\partial W}{\partial r} + \frac{VW}{r} \right) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial W}{\partial r} \right) - \frac{W}{r^2} - \frac{Ha^2}{2} W$$

$$2\pi \int_0^R U r dr = G(t), \quad \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{W^2}{r}$$

$$\frac{\partial(Ur)}{\partial x} + \frac{\partial(Vr)}{\partial r} = 0$$

Здесь U, V, W – компоненты вектора скорости; x, r – осевая и радиальная координаты цилиндрической системы координат; Re, Ha – критерии Рейнольдса и Гартмана; $G(t)$ – объемный расход жидкости через сечение трубки.

Из системы уравнений исключена одна из проекций уравнения количества движения ввиду малости соответствующей компоненты вектора скорости относительно других. Как видно, в систему добавлены условия сохранения мгновенного расхода через каждое сечение канала и уравнение непрерывности. Краевые условия для интегрирования системы аналогичны случаю развивающегося закрученного осесимметричного внутреннего потока (см. [1]).

Заметим, что представленная система дифференциальных уравнений интегрировалась численно с привлечением метода конечных разностей (детали представлены в [4]) со вторым порядком точности относительно шагов по пространственным переменным с привлечением маршевых методов и схем расщепления по физическим процессам (метод Л.М. Симуни [1]). Технология сводится к действиям. Сначала мы находим распределения окружной компоненты скорости в первом сечении. После чего, в этом же сечении, находим распределения продольной компоненты скорости и градиента давления. Затем, используя последнее соотношение, рассчитываем поперечную скорость и переходим к следующему сечению, где весь цикл повторяется заново. Отдельные результаты расчетов приведены на рисунках, представленных ниже.

Так, на рис.1 приведены сравнения данных вычислений движения непроводящей жидкости во входном участке круглой трубы (сплошные кривые) с опытными данными Никурадзе [2] (значки). Эти сопоставления позволяют оценить точность расчетов по разработанному алгоритму в тестовом случае течения непроводящей среды.

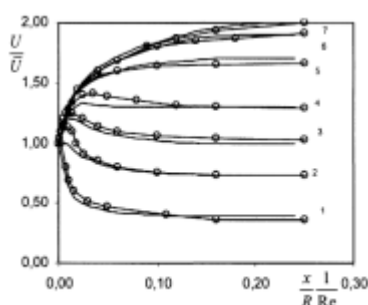


Рис.1. Изменения относительной осевой скорости по длине трубы в различных точках по радиусу. Здесь линии – расчет, значки – опыт Никурадзе [6]. 1 – $y/R=0,1$; 2 – 0,2; 3 – 0,3; 4 – 0,4; 5 – 0,6; 6 – 0,8; 7 – 1.

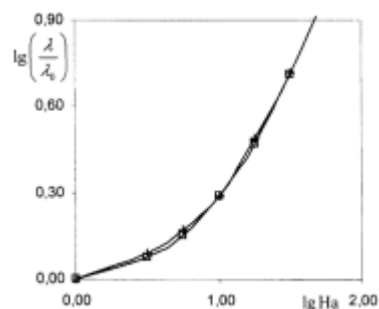


Рис.2. Коэффициент сопротивления для трубки с электропроводящей жидкостью, находящейся в поперечном магнитном поле. Сплошная линия – расчет по модели, значки – данные опытов [7].

На рис.2 представлены сравнения данных вычислений и опытов [3] по коэффициенту сопротивления в канале с электропроводящей жидкостью в трубке с непроводящими стенками помещенной в поперечное однородное магнитное поле.

На рис.3,4 приведены распределения относительной скорости на оси трубы, определенные при различных числах Гартмана и Россби. Как видно из рис.3,4 в процессе развития течения на участке входа в трубу можно выделить зону активного влияния крутки $X < 0.08$ и достаточно протяженную область релаксации $X > 0.08$. Следует отметить, что магнитное поле подавляет тенденцию к образованию возвратных течений, что видно по расположению кривых в зоне активного влияния крутки и уменьшает длину области релаксации. В то же время, при фиксированном уровне напряженности магнитного поля (рис.4), более высокая крутка увеличивает длину зоны релаксации и уже при $Ro=4$ приводит к возникновению возвратных движений, максимальная интенсивность которых наблюдается при $X=0.016$.

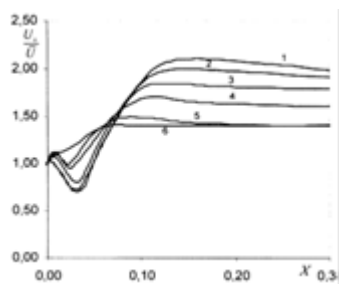


Рис.3. Распределение по длине канала относительной продольной скорости на оси симметрии в закрученном потоке $Re=80$, $Ro=2$ при различных числах Ha :

1 - $Ha=0$; 2 - 2; 3 - 4; 4 - 6; 5 - 8; 6 - 10.

Здесь, $X = \frac{1}{Re} \frac{x}{R}$ – приведенная осевая координата

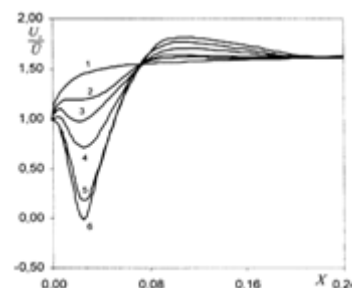


Рис.4. Распределение по длине канала относительной продольной скорости на оси симметрии в закрученном потоке $Re=100$, $Ha=6$ при различных числах Ro : 1 - $Ro=0$; 2 - 1,5; 3 - 2; 4 - 2,5;

5 - 3; 6 - 4. Здесь, $X = \frac{1}{Re} \frac{x}{R}$ – приведенная осевая координата.

Таким образом, по результатам проведенного численного анализа можно заключить, что магнитное поле демпфирует все эффекты, связанные с развитием тенденции к образованию возвратных течений. Это ценно в плане управления процессами переноса и формированием устойчивых течений, т.к. магнитное поле снижает длину зоны релаксации возмущений и механизмы возникновения локальных вихрей.

Литература

1. Kharlamov S.N. Mathematical Modelling of Thermo- and Hydrodynamical Processes in Pipelines. Rome, Italy: Publ. House "Ionta", 2010. – 263p.
2. Шлихтинг Г. Теория пограничного слоя. – М.: Наука, 1974. – 576с.
3. Hartmann J., Lazarus F. Hg-Dynamics. II. Det. Kgl. Danare. Vidensrab. Selsra/Math-fys. Medd., 1937, Bd. 15, №7.
4. Kharlamov S.N. Actual Problems of Hydrodynamics at Internal not Isothermal Flows in Fields of Mass Forces (p.183-223) / Hydrodynamics: Theory and Model" Intech-Open, Rijeka, Croatia, 2012. – 307p.

ОСОБЕННОСТИ ГИДРОДИНАМИКИ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕСЖИМАЕМОГО ВЯЗКОГО ГАЗА В ГОРИЗОНТАЛЬНОМ КАНАЛЕ С ЛОКАЛЬНЫМ ИСТОЧНИКОМ ЭНЕРГИИ

С.И. Гусев

Научный руководитель доцент М.А. Шеремет

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Транспортировка углеводородного сырья на территории России и за ее пределами осуществляется как железнодорожным и морским транспортом, так и посредством перекачки нефти и газа по магистральным трубопроводам. В связи с огромной ролью экспорта газа в экономике России возникает потребность в строительстве новых газо- и нефтепроводов, а также замене и модернизации уже имеющихся. При строительстве трубопроводов необходимо понимать суть процессов, происходящих при транспортировке углеводородного сырья, и закладывать необходимые предельные нагрузки на этапе их проектирования. В связи с этим возникает потребность в исследовании всей совокупности физико-химических процессов внутри трубопроводных систем. Наиболее оптимальным способом моделирования данных процессов является построение математической модели среды, с последующей ее реализацией при помощи вычислительной техники. Такой способ анализа обладает рядом очевидных преимуществ перед экспериментальным исследованием, а также позволяет получить результаты наиболее быстрым и экономичным путем. В настоящее время опубликовано большое количество работ, посвященных как теоретическому [1, 2], так и экспериментальному [3, 4] анализу режимов конвективного теплопереноса в различных технологических системах. При этом использование упрощенных математических моделей среды, основанных на предположении о несжимаемости флюида и двухмерности объекта исследования, вполне себя оправдывает, поскольку они позволяют получить качественную оценку происходящих явлений, экономя при этом вычислительные ресурсы и время.

Настоящая работа посвящена анализу гидродинамических особенностей при транспортировке несжимаемого вязкого газа по горизонтальному каналу с локальным источником энергии. Такая ситуация может иметь место, например, при проектировании трубопровода над или под теплотрассами, источниками термальных вод и т.д. В результате математического моделирования было проанализировано влияние таких факторов как положение источника энергии, интенсивность нагрева и интенсивность течения.

Взаимодействие внешнего вынужденного течения вязкого несжимаемого газа со свободно-конвективным потоком от локального источника энергии осуществляется в рамках модели смешанной конвекции. Математическое моделирование режимов смешанной конвекции проводится на основе законов сохранения массы, количества движения и энергии. Определяющие исследуемый процесс нестационарные двумерные уравнения конвекции в приближении Буссинеска записываются в безразмерных переменных «функция тока – вектор завихренности – температура». Сформулированная краевая задача для дифференциальных уравнений в частных производных реализована численно методом конечных разностей в широком диапазоне изменения определяющих параметров.

Распределения изолиний функции тока и температуры, представленные на рис. 1 и 2, отражают развитие вихревых структур вниз по потоку в случае расположения источника энергии в центре нижней стенки при $Re = 10$, $Gr = 10^4$, $Pr = 0.7$.

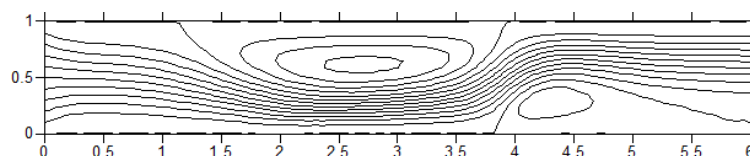


Рис. 1. Линии тока при центральном положении источника энергии

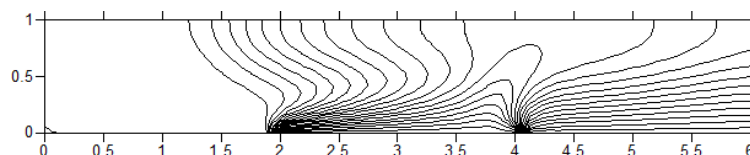


Рис. 2. Поле температуры в случае центрального положения источника энергии

При перемещении источника постоянной температуры к входу в канал наблюдается как уменьшение масштабов верхней рециркуляционной зоны, так и значительное снижение интенсивности течения. Распределение линий тока и поля температуры, в целом, имеет ту же тенденцию, что и при центральном положении источника энергии.

Расположение источника постоянной температуры на нижней стенке проявляется в формировании локальных циркуляционных зон, обусловленных действием выталкивающей силы. При перемещении нагревателя на верхнюю стенку наблюдается распространение тепловой волны только вследствие механизма

теплопроводности. Доля конвективной составляющей при этом минимальна (рис. 4). Такое расположение источника энергии приводит к образованию одного вихря, изображенного на рис. 3.

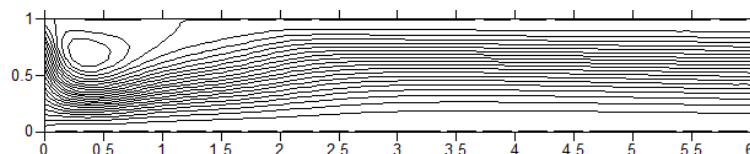


Рис. 3. Линии тока при расположении источника энергии на верхней стенке

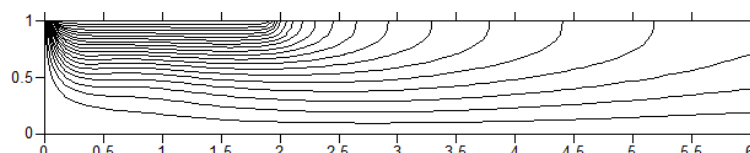


Рис. 4. Поле температуры при положении источника энергии на верхней стенке

Анализ влияния скорости входного потока на характер конвективного теплопереноса осуществлялся за счет изменения числа Рейнольдса. В результате были сделаны выводы о том, что для заданной интенсивности источника энергии существует предельное значение скорости входного потока, превышение которого приводит к полному ослаблению механизма естественной конвекции, вызванного наличием нагревателя. В этом случае доминирующим механизмом переноса энергии будет вынужденная конвекция, приводящая к формированию горизонтальных линий тока (рис. 5а).

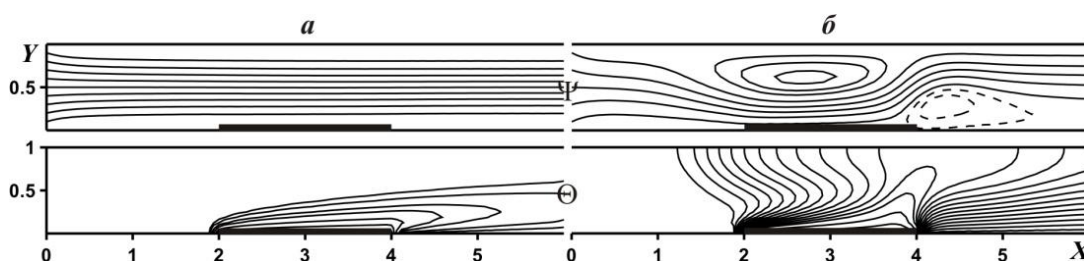


Рис. 5. Линии тока Ψ и поле температуры Θ в режиме смешанной конвекции
 $Pr = 0.7, Gr = 10^4; Re = 100 - a, Re = 10 - б$

В условиях анализируемого режима теплопереноса уменьшение числа Рейнольдса в 10 раз уже приводит к образованию масштабных вихрей, что характеризует воздействие источника энергии (рис. 5б). Такое изменение интенсивности входного потока также отражается и в поле температуры (рис. 5).

В рамках представленного исследования проводилось также сравнение полученных данных с результатами моделирования анализируемого процесса на основе пакета вычислительной гидродинамики FLUENT. Сопоставление результатов характеризует достаточно хорошее согласование как линий тока, так и полей температуры.

Проведенный анализ отражает большое влияние источника энергии на характер течения в канале. В результате нагрева формируются локальные энергетические вихри, перемещающиеся вниз по потоку и способные создавать дополнительные внутренние термические напряжения на поверхности стенок канала. В связи с этим транспортировка углеводородного сырья должна осуществляться только в условиях расчетных эксплуатационных режимов, недопускающих формирование таких рециркуляционных зон. Следует также учитывать, что наличие источника нагрева может создать дополнительные осцилляции расхода сырья, что приведет не только к увеличению нагрузок на стенки трубопровода, но и вообще уменьшит пропускную способность транспортировочной сети.

Литература

1. Ермолаев И.А., Жбанов А.И. Смешанная конвекция в горизонтальном канале при локальном нагреве снизу // Известия РАН: Механика жидкости и газа. – М., 2004. – № 1. – С. 33–40.
2. Sillekens J.J.M., Rindt C.C.M., A.A. van Steenhoven Development of laminar mixed convection in a horizontal square channel with heated side walls // International Journal of Heat and Fluid Flow. 1998. Vol. 19. P. 270–281.
3. Lei Q.M., Trupp A.C. Experimental study of laminar mixed convection in the entrance region of a horizontal semicircular duct // International Journal of Heat and Mass Transfer. 1991. Vol.34. P. 2361–2372
4. Lin W.L., Lin T.F. Experimental study of unstable mixed convection of air in a bottom heated horizontal rectangular duct // International Journal of Heat and Mass Transfer. 1996. Vol. 39. P. 1649–1663.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТУРБУЛЕНТНЫХ ТЕЧЕНИЙ СЛАБОЗАПЫЛЕННЫХ ДИСПЕРСНЫХ
СРЕД ПРИ МАГИСТРАЛЬНОМ ТРАНСПОРТЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА

В.В. Зайковский

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи с достижением определенного уровня развития технологии, в отрасли магистрального транспорта природного газа в последнее время наблюдается повышенный интерес к изучению эффектов, связанных с гетерогенностью транспортируемого потока. Известно, что, несмотря на то, что природный газ, прежде чем попасть в магистральные трубопроводы, проходит множество степеней очистки, в транспортируемом потоке неизбежно присутствуют твердые частицы, которые либо не были задержаны фильтрующими элементами, либо являются продуктами внутренней коррозии трубопроводов. Более того, последние исследования показывают, что ввод в газообразный поток небольшого количества малоразмерных твердых частиц может привести к снижению гидравлического сопротивления течения, что увеличивает эффективность использования трубопроводного транспортного канала (рис. 1).

Существующие эксперименты, описывающие явления снижения потерь давления в слабозапыленных течениях, на основании подобия экспериментальных случаев и магистральных потоков природного газа, являются подобными течениями, вследствие чего можно сделать вывод о практической применимости использования данного явления в сфере транспорта природного газа.

Между тем, существуют большие сложности в области описания причин явления снижения потерь давления при добавлении твердых частиц. Ранее, основной причиной указывалось снижение интенсивности турбулентных пульсаций поля скорости. Однако современные экспериментальные данные указывают на то, что подавление турбулентности является необходимой, но не достаточным условием достижения эффекта. Вопрос о нахождении достаточных условий на сегодняшний день остается открытым.

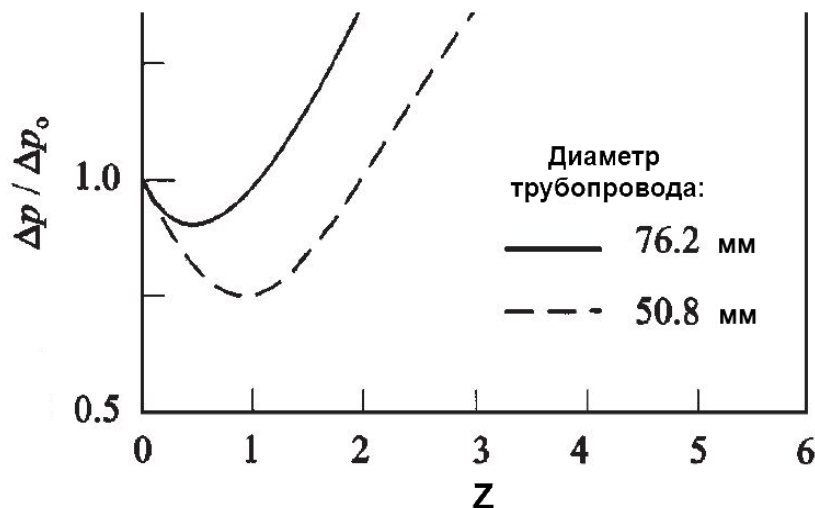


Рис. 1. Зависимость изменения отношения потерь давления в слабозапыленном течении к потерям давления в чистом газообразном течении от отношения массового расхода твердых частиц к массовому расходу газа.

В связи с тем, что эксплуатация магистральных газопроводов в присутствии твердых частиц является причиной дополнительных технологических трудностей, видится необходимым привести основные соотношения, которые позволяют оценить непосредственный вклад твердых частиц конкретного размера и концентрации на вперед заданный поток фиксированного числа Рейнольдса. Более того, необходима модель расчета абразивного влияния твердых частиц на поверхность газопровода, а также оценка негативному влиянию присутствия в потоке искусственно вводимых твердых частиц. С этой целью автором предлагается использовать модифицированное эмпирическое соотношение для определения скорости, при которой темпы абразивного износа будут приводить к потере работоспособности газопровода в срок более 30 лет:

$$\frac{\Delta h_{\text{крит}}}{\rho \cdot v^2} = \dots$$

где: $\Delta h_{\text{крит}}$ - критическое допустимое утонение стенки трубопровода, при которой не возникает

пластических деформаций материала; $\rho_{мет}$ - плотность металла трубопровода; S_K - площадь контакта абразивных частиц и стенки трубопровода; G_p - массовый расход твердых частиц; $k_{мод}$ - коэффициент, полученный из опытов по абразивному износу.

Вследствие того, что на твердые частицы в горизонтальном канале действует сила тяжести, видится необходимым также учет эффекта осаждения работающих на снижение гидравлических потерь частиц. Значимость учета эффекта осаждения состоит в том, что при полном перемещении частиц в нижнюю часть канала они перестают взаимодействовать с турбулентными структурами в средней и верхней части течения, что должно приводить к снижению степени уменьшения потерь давления. Для оценки скорости витания частиц используют эмпирическое соотношение:

где ν_g - кинематическая вязкость газа; D_p - диаметр трубопровода; ρ_p и ρ_g - плотность твердых частиц и плотность газа, соответственно; D - диаметр твердых частиц.

Таким образом, учитывая эффекты осаждения частиц в нижнюю часть трубопровода через скорость витания (как нижний предел для скорости потока) и абразивный износ трубопровода через скорость, при которой достигаются критические темпы уноса массы металла стенки (как верхний предел для скорости потока), возможно моделирование области, в которой возможна эффективная и безаварийная эксплуатация трубопроводов при транспорте течений «газ-твердые частицы» (рис.2.):

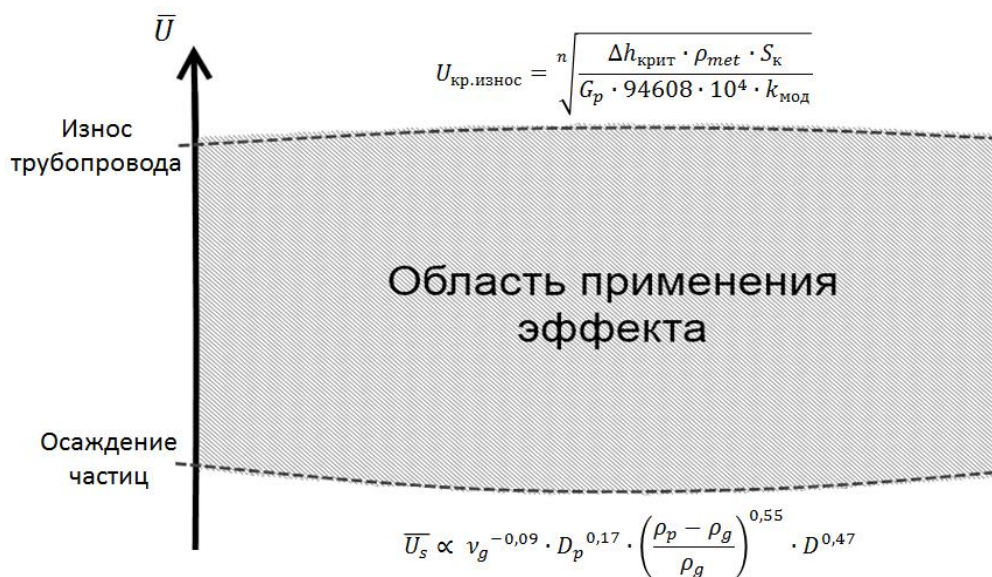


Рис. 2. Область применения эффекта снижения гидравлических потерь с использованием твердых частиц по скорости потока транспортируемой среды.

С точки зрения экономического моделирования, также необходимо сравнение отрицательных и положительных сторон использования в практике явления снижения потерь давления в слабозапыленных течениях.

В заключении, в качестве приоритетных направлений дальнейших исследований можно выделить: более детальное исследование причин возникновения эффекта, исследование степени снижения гидравлического сопротивления и необходимого массового расхода частиц при высоких числах Рейнольдса, исследование степени абразивного износа внутренней поверхности трубопровода в присутствии частиц, моделирование движения частиц с целью получения распределения концентрации по сечению канала и необходимой скорости витания в потоке.

Литература:

1. Вараксин А. Ю. Турбулентные течения газа с твердыми частицами. – М.: Физматлит, 2003. – 192 с.
2. A.P. Narsha, Deepak Kumar Bhaskar. Solid particle erosion behaviour of ferrous and non-ferrous materials and correlation of erosion data with erosion models. Materials and Design, 2008.

ПОЛУЭМПИРИЧЕСКИЕ ГИПОТЕЗЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ТУРБУЛЕНТНОСТИ

И.Ш. Ислямов

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В 1877 г. Ж. Буссинеск, используя аналогию между ламинарным течением вязкой жидкости и турбулентным осредненным, предложил соотношение для касательного напряжения τ_t между слоями осредненного движения, которая впоследствии приобрела широкую известность: $\tau_t = A \frac{\overline{du}}{dy}$. Данное равенство

имеет такую же структуру как и формула Ньютона: $\tau = \mu \frac{du}{dy}$, где μ - это коэффициент динамической вязкости.

Разница в том, что, вместо динамического коэффициента обычной (молекулярной) вязкости μ , в формуле Буссинеска стоит динамический коэффициент турбулентной (молярной) вязкости A , а под \overline{u} понимается осредненная скорость турбулентного движения жидкости. Коэффициент пропорциональности A вначале рассматривался как постоянный, совпадающий по размерности с коэффициентом динамической вязкости. Данная формула исторически явилась крупным шагом на пути замыкания уравнений переноса импульса, позволив выразить шесть неизвестных рейнольдсовых напряжений через одну неизвестную μ_t , но несмотря на это не дала полного решения проблемы замыкания. Составленная по аналогии с обобщенным определяющим соотношением Ньютона для ламинарного движения вязкой жидкости формула Буссинеска стала основой огромного числа методов расчета турбулентных движений жидкости в гидравлике, гидродинамике и их технических применениях. Но наряду с этим, данная формула заслуживает ряда критических замечаний: соотношение Буссинеска относится к числу локальных формул, то есть она определяет значения турбулентных (рейнольдсовых) напряжений в данной точке потока жидкости в зависимости от осредненных скоростей деформаций в окрестности этой же точки, т.е. не содержит влияния на определяющее соотношение удаленных от этой точки областей потока. Такая ограниченность формулы Буссинеска лишает ее ряда важных применений [2], как, например, в несимметричных потоках в каналах с разной шероховатостью стенок. Формула Буссинеска не отражает вихревой структуры потока и размеры обменивающихся количеством движения вихревых масс, хотя учет этих факторов может быть очень существен для описания некоторых характерных для турбулентности явлений. Эти явления можно учесть, введя в описание вместо скалярной величины вязкости тензорную.

Если принять во внимание приближенный характер описания силовых эффектов в жидкости с помощью тензора напряжений и полагая, что турбулентные напряжения действуют подобно вязким [3], можно сделать предположение о тензорном характере турбулентной вязкости. На существование тензора турбулентной (вихревой) вязкости впервые обратил внимание немецкий ученый Г. Эртель [4]. В [3] кратко рассмотрен вопрос о возможности существования тензора турбулентной вязкости. В частности доказывается, что вихревая вязкость не может быть векторной величиной.

Матрицу тензора вязкости для ламинарного течения можно представить в виде [1]:

$$\vec{\eta} = \begin{pmatrix} \eta_{11} & 0 & 0 \\ 0 & \eta_{22} & 0 \\ 0 & 0 & \eta_{33} \end{pmatrix}, \text{ то есть матрица тензора вязкости для ламинарного течения диагональная.}$$

Тензор вязкости становится недиагональным при переходе к турбулентному течению жидкости. В этом случае он имеет вид:

$$\vec{\eta} = \begin{pmatrix} \eta_{11} & \eta_{12} & \eta_{13} \\ \eta_{21} & \eta_{22} & \eta_{23} \\ \eta_{31} & \eta_{32} & \eta_{33} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \eta_{11} & 0 & 0 \\ 0 & \eta_{22} & 0 \\ 0 & 0 & \eta_{33} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 0 & \eta_{12} & \eta_{13} \\ \eta_{21} & 0 & \eta_{23} \\ \eta_{31} & \eta_{32} & 0 \end{pmatrix} = \vec{\eta}_d + \vec{\eta}_{nd}, \quad (1)$$

Причем тензор $\vec{\eta}_d$ представляет собой молекулярную вязкость, а $\vec{\eta}_{nd}$ - турбулентную вязкость.

Отметим, что тензор (1) симметричен [4].

Проведенный анализ показывает, что для описания напряженного состояния в жидкости для ламинарных и турбулентных потоков можно рассматривать вязкость как тензорную величину, включающую в себя как молекулярную, так и турбулентную вязкость. Это создает дополнительные возможности для понимания процесса перехода к турбулентному режиму течения. Такой метод описания не противоречит современным представлениям о практических методах расчета турбулентных потоков.

Литература:

1. Волобуев А.Н. Вектор и тензор напряжений Рейнольдса. Математическое моделирование, 2011. – Т. 23. – №8. – С.127-136.
2. Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа. – М.: «Дрофа», 2003. – 610 с.
3. Хинце И.О. Турбулентность. – М.: Физматлит, 1963, – С. 15, 90, 190, 223.
4. Ertel H. Der Symmetriecharacter des Turbulenz-(Austausch) Tensors. Ann. Hydrographie u.maritime Meteorol. 1937, – №65, – p.193.

ТИКСОТРОПНЫЕ СВОЙСТВА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

И.Ш. Ислямов

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Процессы структурообразования дисперсных систем являются предметом изучения физико-химической механики. Объектом исследования являются тиксотропные буровые растворы. Установлено, что для буровых растворов рассматриваемого типа характерны коагуляционные структуры, возникающие вследствие взаимодействия частиц дисперсной фазы.

Тиксотропное структурообразование определяет явления коагуляции, протекающие в два этапа – гидрофильный и гидрофобный [3]. Буровые растворы, представляя собой промежуточные системы между гидрофильными и гидрофобными системами и примыкая к первым, кинетически и агрегативно неустойчивы вследствие соответственно действия гравитационных сил и молекулярного взаимодействия между частицами. Состояние коагуляции – основное для таких систем, а их устойчивость связана с возникновением внутреннего пространственного каркаса, препятствующего разделению фаз.

Г.М. Бартенев и Н.В. Ермилова предложили общую молекулярно-кинетическую теорию неньютоновского течения сложных многокомпонентных систем с учетом двух основных механизмов – Эйринга и Ребиндера, - объясняющих структурную вязкость дисперсных систем [3]. Первый связан с уменьшением энергии активации течения при увеличении сдвигового напряжения без разрушения структуры, второй с тиксотропным разрушением структуры. В предложенном механизме течения общее сдвиговое напряжение рассматривается как сумма элементарных взаимодействий групп различных частиц одного слоя с частицами другого, перемещающегося относительно первого.

Для эффективного использования структурно-реологических показателей в технологическом процессе бурения необходимо развить представления о тиксотропном структурообразовании этих систем применительно к условиям скважины и на этой основе разработать методы и средства их контроля и управления.

Основные положения молекулярно-кинетической теории Эйринга

Чтобы описать процесс вязкого течения, авторы [2] рассматривают модель жидкости: число молекул в единице объема равно n ; жидкость имеет решетчатую структуру, и каждая молекула под действием соседних молекул находится в своей ячейке; расстояние между узлами решетки вдоль потока равно a , а расстояние между соседними плоскостями – δ . Для того чтобы пройти через «горловину», образуемую ближайшими соседями, блуждающая молекула должна пройти через область высокой потенциальной энергии [2].

Если на систему не действуют внешние силы, то потенциальная кривая симметрична относительно «горловины». Если же на единичную площадку действует внешняя сила F , стремящаяся сместить один слой молекул относительно другого, то кривая потенциальной энергии изменяется.

Процесс движения молекулы в полость по направлению приложенной силы авторы [2] предлагают называть прямым процессом, а процесс движения молекулы в полость в направлении, противоположном действующей силе, - обратным процессом. Через k_f' и k_r' [2], обозначаются частоты прямого и обратного процессов. При этом общая скорость потока молекул относительно узлов решетки в направлении приложенной силы будет равна:

$$v_0 = a(k_f' - k_r'), \quad (1)$$

Свободная энергия двух процессов различна, так как прямой процесс осуществляется легче, чем обратный. Сила, действующая на отдельную молекулу и заставляющая перемещаться молекулу вперед, равна силе F , действующей на единицу площади и умноженной на площадь, занимаемую одной молекулой $1/n\delta$.

Общая скорость потока одного слоя относительно другого, следующего за ним, равна:

$$v_0 = a(k_f' - k_r') = 2ak_0'sh\left(\frac{aF}{2\delta nkT}\right), \quad (2)$$

Из этого результата, а также с помощью определения коэффициента вязкости можно получить:

$$\eta = \frac{F}{v_0/\delta} = \frac{F\delta}{2ak_0'sh(aF/2\delta nkT)}, \quad (3)$$

Из этого соотношения следует, что вязкость зависит от внешней силы, то есть поток не является ньютоновским.

Структурообразование в дисперсных системах

Структура разбавленных агрегативно устойчивых дисперсных систем по ряду свойств очень похожа на структуру истинных растворов. Основное отличие состоит в том, что в дисперсных (гетерогенных) системах частицы дисперсной фазы и молекулы дисперсионной среды сильно различаются по размерам. Увеличение концентрации дисперсной фазы приводит к взаимодействию ее частиц, подобному ассоциации молекул и ионов в истинных растворах [1]. Изменение свойств дисперсных систем с ростом концентрации происходит постепенно до тех пор, пока не наступит коагуляция частиц. В коллоидной химии понятия структуры и структурообразования принято связывать именно с коагуляцией (слипание и слияние частиц дисперсной фазы). В процессе коагуляции происходит образование пространственной структурной сетки из частиц дисперсной фазы, при этом резко меняются свойства, и увеличивается прочность системы. Таким образом.

Структурообразование в свобододисперсных системах можно рассматривать как результат потери их агрегативной устойчивости. По мере увеличения прочности структуры свобододисперсная система переходит в связнодисперсную систему.

Дисперсные системы по П.А. Ребиндеру можно разделить на два класса: конденсационно-кристаллизационные и коагуляционные структуры [1]. Тиксотропные буровые растворы как дисперсные системы имеют коагуляционную структуру. Это такие структуры, которые образуются при коагуляции, соответствующей вторичному минимуму потенциальной кривой взаимодействия частиц дисперсной фазы. При образовании коагуляционных структур взаимодействие частиц, осуществляемое через прослойки дисперсионной среды, является, как правило, ван-дер-ваальсовым, и поэтому пространственный каркас такой структуры не может отличаться высокой прочностью. Механические свойства коагуляционных структур определяются не столько свойствами частиц, образующих структуру, сколько характером и особенностями межчастичных связей и прослоек.

Устойчивость потока и влияние вращения внутренней трубы на интегральные параметры течения и теплообмена

Не совсем ясно, каким образом вихри Тейлора зарождаются, развиваются и угасают в вязкопластичной среде, как вращение внутренней трубы на характеристику структурного режима.

Достаточно актуален вопрос о влиянии вращения колонны труб на гидравлические потери в реальных бурящихся скважинах. Существующие результаты имеют качественный характер, и на их основе трудно делать какие-либо конкретные выводы [3].

Еще меньше изучено влияние вращения внутренней трубы на теплообмен в каналах кольцевого сечения при одновременном осевом движении теплоносителя.

Установлено, что по мере увеличения осевой скорости потока вихри постепенно начинают деформироваться и в результате разрушаются. С этого момента поток становится турбулентным. В то же время макровихри препятствуют возникновению турбулентных пульсаций и поэтому критическое число Рейнольдса, соответствующее возникновению турбулентности, возрастает.

Распределение суммарной скорости в выходном сечении в коаксиальном канале, с закрученным внутренним цилиндром показано на рисунках 1, 2. Диаметры цилиндров 20, 40.3 см, длина канала 100 см, среда – жидкость с плотностью 1000 кг/м³. Скорость на входе канала 10 м/с. Скорость закрутки внутреннего цилиндра 50 м/с.

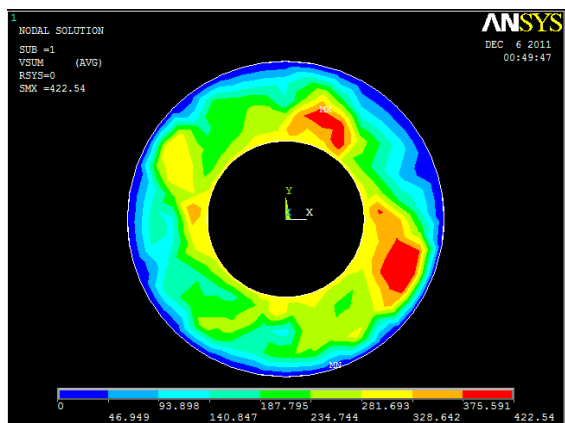


Рис. 1. Распределение суммарной скорости в выходном сечении канала – модель SST

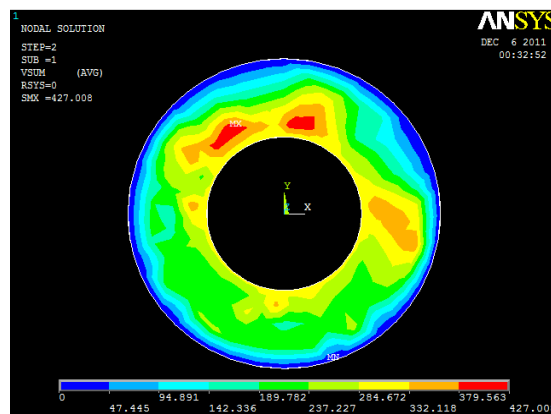


Рис. 2. Распределение суммарной скорости в выходном сечении канала – модель k-epsilon

Литература:

1. Евдокимов И.Н., Елисеев Н.Ю. Молекулярные механизмы вязкости жидкости и газа. Часть 1. Основные понятия. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2005. – 59с.
2. Есьман Б.И., Габузов Г.Г. Термогидравлические процессы при бурении скважин. – М.: Недра, 1991. – 216 с.
3. Рябченко В.И. Управление свойствами буровых растворов. – М.: Недра, 1990. – 230 с.

**ОБРАЗОВАНИЕ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В УСЛОВИЯХ
ОБВОДНЕННОСТИ НЕФТИ****Е.В. Кирбижекова**

Научный руководитель старший научный сотрудник И.В. Прозорова

Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

При добыче парафинистых нефтей одной из проблем, вызывающих осложнения в работе нефтепромыслового оборудования являются асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО). В настоящее время по данной проблеме проводится много исследований, большая часть из которых связана с изучением вопросов борьбы с АСПО. Для эффективного решения данных вопросов необходимо принимать во внимание особенности состава и свойств нефтяных осадков.

В связи со вступлением многих нефтяных месторождений в позднюю стадию разработки, которая характеризуется высокой обводненностью продукции скважин и образованием стойких водонефтяных (в/н) эмульсий, проблема борьбы с АСПО приобретает особую актуальность. Процесс формирования органических отложений находится под влиянием множества факторов [3]. Снижение температуры и степень обводненности нефти являются одними из основных факторов, влияющих на образование отложений.

Однако к настоящему времени процесс осадкообразования в обводненных нефтях недостаточно изучен. **Целью данной работы** является изучение влияния температурного фактора, степени обводненности и состава в/н эмульсий на процесс формирования АСПО.

В качестве объектов исследования были выбраны высокопарафинистая нефть и водонефтяные эмульсии на ее основе с дистиллированной водой (ДВ) и пластовой водой (ПВ) различной минерализации. При исследовании реологического поведения в/н эмульсий с ДВ показано, что при снижении температуры и увеличении обводненности вязкость исследуемых эмульсий значительно возрастает, что согласуется с литературными данными [1, 5]. При этом температура застывания эмульсий также увеличивается с увеличением их обводненности.

Для изучения влияния минерализации водной фазы эмульсии на ее реологические свойства и процесс осадкообразования использовали ПВ солоноватого, соленого и рассольного типа. Вязкость эмульсии с солоноватой ПВ, значительно ниже вязкости эмульсии с ДВ, что, вероятно, связано с переходом нефтяных кислот в соли, поверхностная активность которых на порядок выше, по сравнению с аналогичными кислотами. Дальнейшее увеличение содержания солей в эмульсиях приводит к увеличению вязкости. Вязкость эмульсии с ПВ рассольного типа практически совпадает с вязкостью эмульсии с ДВ. Однако наличие солей в водной фазе эмульсий не оказывает значительного влияния на их температуру застывания.

Процесс осадкообразования моделировали с помощью установки, основанной на методе «холодного стержня». Температура осадкообразующей поверхности во всех экспериментах составляла 12 °С. Температуру водонефтяной системы варьировали в диапазоне от 30 до 70 °С. Исследование влияния минерализации ПВ проводили для осадков 30%-ной эмульсии, выделенных при температуре 70 °С.

Экспериментальные данные позволили рассчитать скорости осадкообразования в зависимости от степени обводненности нефти при различных температурах. Установлено, что увеличение содержания водной фазы в эмульсиях приводит к увеличению скорости осадкообразования во всем исследуемом диапазоне температур (рис. 1а).

Для осадка эмульсии с солоноватой ПВ происходит снижение скорости осадкообразования почти на 15% по сравнению с эмульсией на основе ДВ (рис. 1б). Дальнейшее увеличение минерализации ПВ приводит к незначительному росту скорости накопления АСПО, значения которой сопоставимы со скоростью осадкообразования в эмульсии с ДВ. Таким образом, значительного влияния содержания солей на скорость осадкообразования не обнаружено.

В зависимости от соотношения смолисто-асфальтеновых компонентов и парафиновых углеводородов (β) нефтяные отложения разделяют на три типа: парафиновый, смешанный и асфальтеновый [2]. Необходимо отметить, что от типа осадка во многом зависит выбор метода борьбы с ним. Для осадков исходной нефти с повышением температуры отбора с 30 до 70 °С происходит увеличение доли смолистых компонентов более чем в 3 раза по сравнению с исходной нефтью и уменьшение доли углеводородов примерно на 20%, что отражается в увеличении значения параметра β и переходе осадка от парафинового типа для температуры отбора 30 °С до асфальтенового для температуры 50,70 °С. С увеличением содержания воды в в/н системе наблюдается постепенное снижение значений β и переход от асфальтенового типа осадка для 10 и 30%-ных эмульсий до парафинового типа для 50-70% эмульсий.

а

б

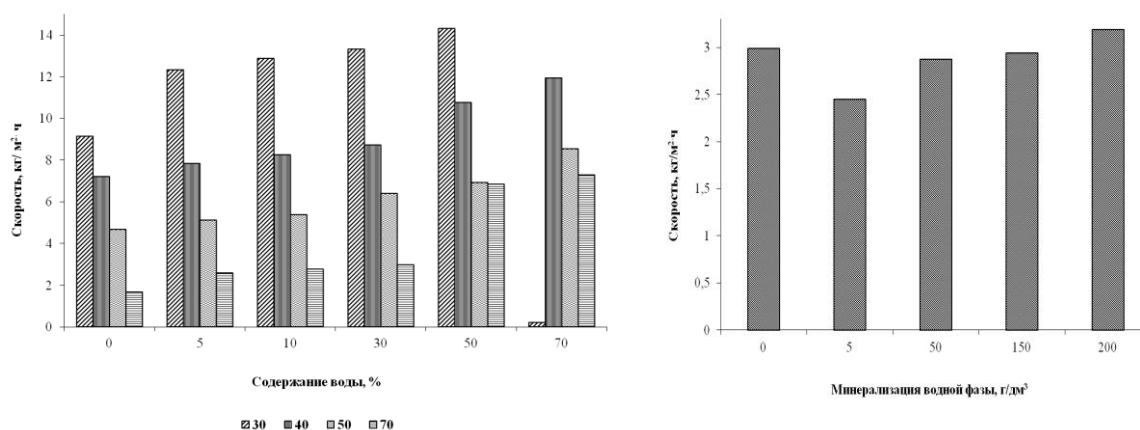


Рисунок 1. Скорость осадкообразования водонефтяных эмульсий в зависимости:
 а) от содержания ДВ при температурах 30-70 °С; б) от минерализации ПВ при температуре 70 °С

С увеличением содержания солей в водной фазе эмульсий наблюдается снижение доли смолистых компонентов и значительное увеличение доли асфальтенов по сравнению с осадком эмульсии с ДВ. Содержание асфальтеновых в осадке эмульсии с ПВ рассольного типа в 3,5 раза выше, чем в осадке эмульсии с ДВ.

Согласно литературным данным [4], в отложениях концентрируются природные поверхностно-активные вещества (ПАВ) нефти, которые повышают прочность их сцепления с металлическими поверхностями. Среди анионоактивных ПАВ нефти наибольшее значение имеют нефтяные кислоты.

Методом потенциометрического титрования в неводной среде показано, что с увеличением температуры отбора нефтяных осадков содержание карбоксильных групп в их составе увеличивается более чем в 1,5 раза. Аналогичная тенденция наблюдается и для осадков эмульсий с содержанием воды до 30%. Для обводненности выше 30% подобной зависимости не выявлено.

С увеличением концентрации солей в водной фазе 30%-ной эмульсии наблюдается увеличение содержания карбоксильных групп, что, вероятно, связано с увеличением доли САК в осадках. В осадке эмульсий с минерализацией водной фазы, соответствующей соленой и рассольной ПВ содержание нефтяных кислот в 2,5 раза выше, чем в осадке эмульсии с ДВ.

Работа выполнена в рамках Госконтракта № 02.740.11.0645 от 29.03.2010 г. (ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России»).

Литература

1. Глущенко В.Н. Обратные эмульсии и суспензии в нефтегазовой промышленности / В. Н. Глущенко. – М.: Интерконтакт Наука, 2008. – 725 с.
2. Ибрагимов Г.З. Химические реагенты для добычи нефти: Справочник рабочего / Г.З. Ибрагимов, В.А. Сорокин, Н.И. Хисамутдинов. - М.: Недра, 1986. – 240 с.
3. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях / М.Н. Персиянцев. – ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 653 с.
4. Тронов В.П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними / В.П. Тронов. – М.: Недра, 1969. – 192 с.
5. Zhang Y. Effect of emulsion characteristics on wax deposition from water-in-waxy crude oil emulsions under static cooling conditions / Y. Zhang, J. Gong, Y. Ren, P. Wang // Energy Fuels., 2010. – №24. – P. 1146-1155.

АНАЛИЗ ПРОМЫШЛЕННОГО ОПЫТА ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕЧЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ СЫРОЙ НЕФТИ В ТРУБОПРОВОДАХ

С.А. Павлов

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Постепенное истощение залежей легких и маловязких нефтей актуализирует вопрос повышения объемов добычи за счет вовлечения в разработку запасов тяжелого высоковязкого сырья. В связи с этим возрастает интерес к анализу существующего опыта по транспортировке таких гетерогенных сред через трубы и каналы.

Основная цель работы заключается в систематизации данных и анализе промышленного опыта механизмов течения высоковязкой сырой нефти в трубопроводах.

Литературный обзор показывает, что значительная экономия насосной мощности при транспортировке высоковязких масел или сырой нефти может быть достигнута, когда вязкая фаза, находясь в так называемом

«ядре» окружена кольцом воды. Физический смысл данной технологии основан на способности маловязкой структуры при двухфазном движении перегруппировываться в область трубной стенки с более высоким напряжением сдвига и снижать его относительно высоковязкого «ядра» за счёт формирования водяного-кольцевого пространства. Насосное давление будет балансировать усилия пристенного сдвига в воде и поэтому смазывающее движение требует давления, сопоставимого с перекачкой одной только воды при той же самой пропускной способности независимо от вязкости нефти (если она является достаточно большой). Создание такого режима течения требует особого размещения вязкой нефтяной фазы в воде и подходящих условий для энергосберегающей эксплуатации. Оптимизация данного режима движения в трубах за счет создания маловязкого пристенного слоя (водяной плёнки) позволяет обеспечить: максимальный расход, сократить затраты энергии, уменьшить гидравлическое сопротивление и следовательно значительно уменьшить давление, использовать трубы с меньшей толщиной стенки, повысить безопасность и экологичность за счет уменьшения риска аварий.

Исторический экскурс показывает, что развитие интереса к водной смазке при транспортировке нефти для промышленных целей можно соотнести с регистрацией патентных заявок в США. Так, первый патент на изобретение «водо-смазывающего» потока за счёт создания стабилизирующего центростремительного ускорения (приваренной проволокой по спирали) внутри трубного пространства был получен в 1904 году Isaacs и Speed [6]. Они рассмотрели течение легкой нефти и так называемую «идею соперничества» между силами центростремительного ускорения и гравитации, что в дальнейшем получило развитие в работах Черника [1956] [2]. К решению первых вопросов с тяжелым нефтепродуктом и режимам ядро-кольцевого течения можно отнести патентную заявку Clark и Shapiro [1949]. На основе экспериментальных данных (6"-трубопровод длиной 3 мили) они обосновали необходимость снижения гравитационных эффектов, предложив использовать присадки для уменьшения различия в плотностях между нефтью и водой, а также анионные поверхностно-активные вещества (ПАВ) для контроля эмульгирования воды в нефть [4]. С дальнейшей историей патентов можно ознакомиться в работе [5]. Многолетняя промышленная эксплуатация трубопроводных линий по перекачке тяжелой нефти и сконцентрированных эмульсий, в таких странах как: Венесуэла (54км); Индонезия (238км); США (38,6км), Канада (60км и 50км) и др., опыт работы отечественных линий – показывают, что режим «водной смазки» может быть успешным и экономически обоснованным. Нами установлено, что для каждого конкретного случая создания таких условий состав водной фракции в смеси может варьироваться в достаточно широком диапазоне (до 40%) [7, 8]. Это зависит от многих параметров, в числе которых можно выделить группы, характеризующие физические свойства фаз, тепло- и гидродинамические локальные и интегральные среднерасходные величины индивидуальных компонентов смеси, химические эффекты и т.д. [1]. Например, согласно данным исследований университета Миннесоты, произведенная асфальтовая пена в процессе экстракции горячей водой битумного песка, имеет средний весовой состав: 60% битума, 30% воды, и 10% твердых частиц и при этом обладает свойством «самосмазывания» при течении в трубе [9]. В целом, когда более легкие сорта сырой нефти дороги или локально в дефиците, такие смазывающие линии становятся привлекательными. Причём, если в так называемой "легкой нефти" смазывающий эффект теряется за счёт эмульгирования воды в нефть, то для нефтей с вязкостью выше $0,5 \text{ Па}\cdot\text{с}$ и плотностью близкой к воде ($\rho_{\text{нефти}} > 0,9 \text{ г/см}^3$) данный режим является актуальным [8].

Анализ эксплуатации систем по перекачке тяжелой сырой нефти по трубам и каналам в режиме водной смазки показывает, что важным в организации стабильной работы является понимание таких вопросов, как загрязнение и перезапуск рабочей системы (рис. 1).

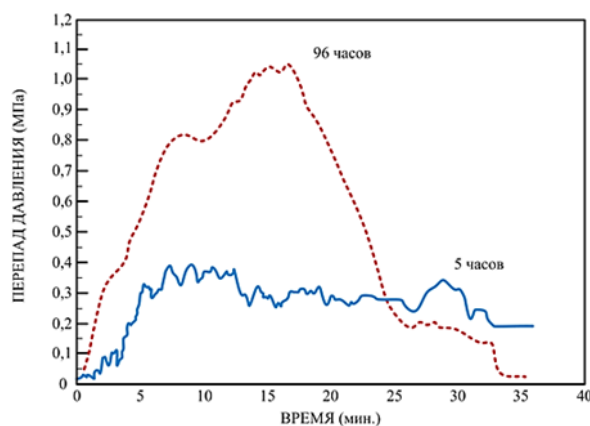


Рисунок 1. Показан пример повторного запуска тестового трубного контура (диаметром 1 дюйм) после двух различных простоев (5-часов и 96-часов). Расход воды в обоих случаях увеличивался равномерно. Из графика работы системы видно, что чем дольше время простоя, тем большее давление (в 2,5 раза) требуется, чтобы прочистить трубопровод.

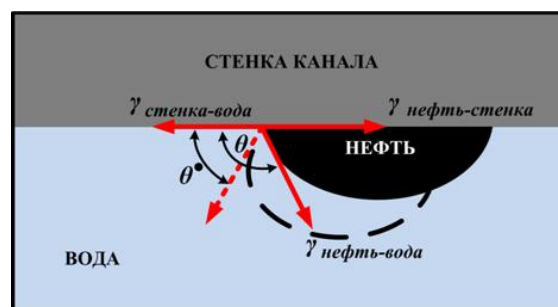


Рисунок 2. Обе жидкости находятся в контакте с поверхностью и их равновесная конфигурация зависит от относительной величины поверхностного натяжения θ (θ') между каждой парой из трех напряжений γ , которое существует между жидкостями и твердой стенкой и границей раздела между несмешивающимися жидкостями. Меньше угол контакта (пунктир) – больше воды смачивает твердую

поверхность, что позволяет избежать прилипания нефти к поверхности.

И здесь важно отметить, несмотря на гидродинамическую устойчивость нефти – она все-таки загрязняет стенку, и мы приписываем это свойство адгезии, а не гидродинамическим эффектам, что при изучении стабильности в уравнениях не принимается во внимание (рис. 2). Хотя гидродинамика такого потока является достаточно «жесткой» и когда нефть непосредственно соприкасается с трубной стенкой, то водное кольцевое пространство может смазать ядро нефти даже в таких условиях, однако, иногда загрязнение растет, приводя к быстрому увеличению перепада давления и дальнейшей блокировке потока (рис. 3).

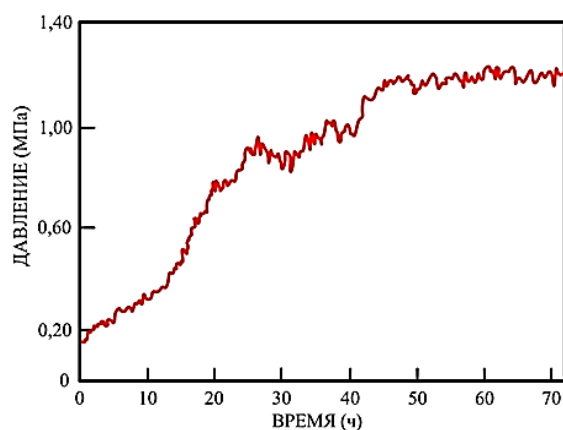


Рисунок 3. Показано изменение перепада давления от времени при прокачивании сырой нефти ($\rho=0,9962/\text{см}^3$, $\mu=1,150\text{Па}\cdot\text{с}$ при 25°C) через 1-км тестовый горизонтальный трубопровод внутренним диаметром 20см, с 4%-ой водной фракцией на входе и среднерасходной скоростью нефти 1,5м/с. Видно, что градиент давления увеличивается монотонно и дальнейшая работа в таком режиме приведёт к постепенному биологическому обрастанию трубы.

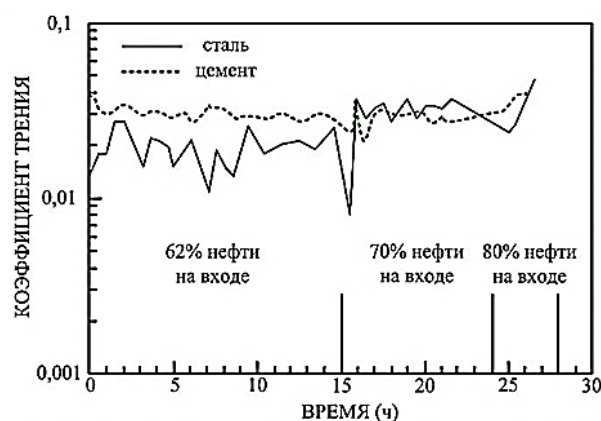


Рисунок 4. Показаны потери на трение от времени: для трубопровода на основе цемента – устойчивы, для трубы из углеродистой стали – неравномерны и возрастают, что свидетельствует о накоплении нефти на стальной поверхности. Увеличение нефти на входе до 80% и измерение давления как функции времени в течение двух часов показывает тяжелое биологическое обрастание в стальной трубе, что приведёт к остановке работы. Цементные стенки грубее стальных и использование труб большим диаметром – уменьшат эффекты шероховатости.

Отметим, что нефть загрязняет трубу неоднородно и критическими участками трубопровода в первую очередь будут такие как: замки, муфты, колена, фланцы и изгибы, где начинает развиваться волнообразно-кольцевая структура и далее по трубе переходящая в пробковую. И чем дальше от насосной станции, где давление является самым высоким, тем более насущной становится данная проблема. Поэтому актуальны здесь такие коррективные стратегии, которые необходимо решать в зависимости от свойств материала стенки канала, непосредственно соприкасаемого с нефтью (рис. 4). Так, например, добавление кремнекислота натрия к воде, цементация внутренней поверхности трубы, методы предварительного окислительного воздействия на стенку (KMnO_4 , H_2O_2 , и т. п.) и другие – делают гидрофобную поверхность гидрофильной, приводя к замедлению биологического обрастания труб из углеродистой стали [3,10].

Как показывает практика, одним из важнейших факторов является неожиданное выключение линии или «простой», при этом нефть и вода начинают наслаиваться, вынуждая нефть придерживаться стенки трубы, затрудняя перезапуск линии. С нашей точки зрения в данном случае желательно провести смазывание нефтяного ядра небольшим количеством воды насколько это возможно, так как небольшой расход воды облегчает проблему осушения, однако необходимо помнить, что когда будет использоваться малое количество воды, то более вероятным становится загрязнение стенки трубы нефтью. Очевидно, перезапуск загрязненной трубы будет легче, если нефть не будет строго придерживаться стенки трубы и также при существовании открытого канала, через который вода может течь. Такой канал может быть открыт второстепенной стратификацией на группы под силой тяжести и при условии горизонтального трубопровода большого диаметра. В этом случае сочетание эффекта капиллярности с гидрофильными эффектами могут создать хорошую конфигурацию, в которой вода вклинивается между стенкой трубы и нефтью, что облегчает запуск остановленного трубопровода. Проточная вода будет производить распространение одиночных волн около насоса так, что высокие локальные давления воды между нефтью и стенкой трубы сламывают сопротивление и восстанавливают поток ядра по мере продвижения волны вперед. Необходимо отметить, что в местах, где горизонтальный трубопровод идет через холм (см. рис.5), открытый канал может быть закрыт, так как более легкая нефть (относительно воды) заполняет трубу в высоких местах и делает перезапуск более трудным. В трубах малого диаметра (каналах), в которых может доминировать капиллярность над силой тяжести, нефть будет наслаиваться в снаряды, отделенные так называемыми «водными линзами».



Рисунок 5. Нефте-водяная стратификация при остановке потока в трубопроводе, проложенного через холм. Вязкая нефть ($\rho_{\text{нефти}} < \rho_{\text{воды}}$) поднимается вверх и может полностью блокировать трубопровод.

0,5 Па·с – не даёт начало устойчивым водо-смазывающим потокам в гладких трубах и в этих случаях требуется предварительная обработка и укрепление её до водо-нефтяных эмульсий, т. е. придания дополнительной «жесткости»; 4) идеальные ядро-кольцевые потоки с совпавшими плотностями жидкостей в горизонтальных трубах, и вообще в вертикальных трубах – возможны, но редко устойчивы и требуют проведения дополнительных коррективных стратегий. 5) в этой статье мы показали, что определённые скорректированные стратегии могут противостоять загрязнению трубопровода нефтью и способствовать возобновлению работы остановленной линии.

Анализ исследований промышленного опыта показывает: 1) при транспортировке высоковязкой тяжелой сырой нефти учёт эффекта водной смазки является актуальным; 2) важным здесь будет комплексное знание и понимание вопросов взаимодействия сил гравитации, инерции, поверхностного натяжения, а также реологических свойств перекачиваемых продуктов и свойства материала трубной стенки; 3) легкая нефть с вязкостью, которая меньше чем

Литература:

1. Харламов С.Н., Терещенко Р.Е. Исследование конвективного теплообмена при сложном движении неньютоновских сред в трубах // Труды V Национальной Конференции по Теплообмену (РНКТ-5), Секц. "Вынужденная конвекция однофазной жидкости", 25-29.10.2010, – Москва, 2010, – Том 2, – С. 236-239
2. Черников В.И. Перекачка вязких и застывающих нефтей. – М.: Гостоптехиздат, 1958.
3. Arney MS, Ribeiro GS, Guevara E, Bai R, Joseph DD. Cement lined pipes for water lubricated transport of heavy oil. Int. J. Multiphase Flow. Vol. 22(2), 1996. Pp. 207-221.
4. Clark AF, Shapiro A. 1949. US Patent No. 2,533,878
5. Joseph DD, Renardy YY. 1993. Fundamentals of Two-Fluid Dynamics. New York: Springer-Verlag
6. Isaacs JD, Speed JB. 1904. US Patent No. 759,374
7. Oliemans, R.V.A., Ooms, G., 1986. Core-annular flow of oil and water through a pipeline. In: Hewitt, G.F., Delhaye, J.M., Zuber, N. (Eds.), Multiphase Science and Technology, Vol. 2. Hemisphere Publishing Corporation, Washington, DC, pp. 427–477.
8. Neiman O. 1986. Froth pipelining tests. Syncrude Can. Res. Dev. Prog. Rep. 15(1): 373-407
9. Neiman et al. 1999. US Patent 5,988,198
10. Silva, R.C.R, Mohamed, R.S. 2^o Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo & Gás. Rio de Janeiro, Brazil, June 2003.

МЕТОДОЛОГИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ РЕЖИМОВ ТЕЧЕНИЯ ДВУХФАЗНОГО ПОТОКА

С.А. Павлов

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Важным для нефтяной отрасли является не только физическое понимание, но и наглядное восприятие возможных характеристик двухфазного жидко-жидкостного трубного потока, где динамика структуры может иметь различную конфигурацию, называемую режимом течения. В связи с этим становится актуальным вопрос постановки лабораторно-экспериментального исследования, что требует выработки определённой методологии. Тщательный литературный анализ показывает, что существующие методики разрознены или несут неполный объём информации.

Целью данной работы является разработка методологии для оценки структурных режимов двухфазного потока в экспериментальном исследовании, подходящей для конкретного примера на основе систематизации данных.

В связи с поставленной целью нами были выдвинуты следующие задачи: выявить особенности для успешной постановки эксперимента; определить необходимые контрольно-измерительные приборы; определить контролируемые параметры; определить порядок проведения экспериментов; составить методику обработки результатов.

Библиографический обзор показывает, что для получения наглядных картин течения при постановке экспериментов используются: трубное оргстекло (или пирексное), прозрачное минеральное масло близкое по физико-химическим свойствам к нефти и водопроводная вода.

Решение данных экспериментальных задач требует предварительного выполнения следующих условий:

- а) необходимо предварительное воздействие экспериментальной смесью в течение 2-3 суток на внутреннюю стенку трубы (вопрос смачиваемости) для достижения повторяемости в результатах погрешности;
- б) определить форму смесителя для ввода компонентов фаз. Существующие данные по экспериментальным работам показывают, что длина прямолинейного участка трубы в 4-10м при диаметре труб до 50мм

может оказаться недостаточной для получения развитого течения. Поэтому наиболее важным условием в выборе данной конструкции является как можно меньше индуцировать взаимодействия между двумя фазами по длине трубопровода, чтобы как можно ближе к вводу получить устойчивый режим течения.

- в) фиксировать структуры потока и определять границы перехода из-за высокой скорости потока необходимо путем не только визуального наблюдения через стенку трубы, но и при помощи фотографии и видеозаписи при освещении источником света. В данном способе освещения желательно производить тени, чтобы выявить трехмерную форму картины потока. В некоторых случаях для уменьшения оптических искажений, вызванных преломлением, необходима установка на трубу прозрачного прямоугольного ящика наполненного глицерином (или водой).

Необходимая контрольно-измерительная аппаратура для проведения эксперимента на тестовой линии, следующая:

- ламинарный расходомер для нефти, связанный с дифференциальным емкостным датчиком давления. В связи с возможным влиянием изменения вязкости жидкости, измерения делаются с поправкой на изменения температуры. Здесь важна регулярная калибровка на "взвешивание", т.е. измерение веса протекшей жидкости за промежуток времени;
- расходомеры для воды, чтобы оценить показывания в перестраиваемом диапазоне;
- хромель-алюмелевые термодпары, используемые для измерения температуры в линии подачи масла. Значение температуры используется для учета изменения вязкости при измерении показателя потока масла;
- дифференциальный емкостный датчик давления для оценки градиента давления двухфазного потока; точность прибора необходимо регулярно контролировать на проверку калибровки.

Так как главным определяющим критерием создания частных структурных режимов течения будет сочетание градиента давления с усредненными скоростями каждой фазы и зависящее от взаимодействия сил гравитации, инерции и поверхностного натяжения, то определим контролируемые параметры.

Среднерасходные значения скоростей фаз (воды, масла в области входа в экспериментальную секцию трубопровода) определяются как отношение объемной доли скорости i -ой фазы (\dot{V}_i) к поперечному сечению трубы (S):

$$V_m = \dot{V}_m / S, \quad V_g = \dot{V}_g / S, \quad (1)$$

А среднерасходная скорость смеси ($V_{см}$) равна их суперпозиции:

$$V_{см} = V_m + V_g \quad (2)$$

Для определения степени экономии мощности закачки масляной фазы по отношению к течению смеси вводится относительный коэффициент падения перепада давления:

$$\Delta \bar{P} = \Delta p_m / \Delta p_{см}, \quad (3)$$

где $\Delta p_{см}$ -перепад давления в двухжидкостном потоке "масло-вода"; Δp_m – перепад давления в гомогенной среде. Последний определяется по закону Хагена-Пуазейля для течения однофазного ламинарного масляного потока при том же расходе масляной фазы, как в гетерогенном потоке:

Порядок проведения экспериментов определяется как: задается среднерасходная скорость V_m ;

Выборается интервал изменений среднерасходной скорости воды ($V_{в,мин}$ и $V_{в,макс}$);

Вводится поток воды в трубную секцию при условии $V_g > V_{в,макс}$;

Вводится масла со скоростью V_m ;

Уменьшается расход воды до значений скорости $V_{в,макс}$;

Эксперименты проводятся при среднерасходных значениях скорости воды, изменяемых с шагом ΔV_g (в диапазоне между $V_{в,мин}$ и $V_{в,макс}$);

Составляются таблицы данных экспериментов, которые идентифицируют структуру потока и границы перехода путем визуального наблюдения через стенку трубы с помощью имеющейся фото- и видеотехники.

Анализ полученных результатов и снимков картин течений высоковязких двухфазных сред позволяет сделать ряд замечаний в отношении гидродинамики и эффектов взаимодействия фаз.

Так на основе имеющихся и полученных экспериментальных данных о режимах течения в системе "масло-вода" мы можем проанализировать связи между отношением среднерасходных соотношений скоростей воды и масла к смеси ($V_m/V_{см}$, $V_g/V_{см}$) в области входа в трубопровод и составить шаблон режимов потока с указанием областей их существования. Отдельные результаты такого анализа для узких труб из оргстекла с диаметром $D=0,026м$ приведены на рис.1. Из построения в левой области рисунка видно, что при фиксированном отношении $V_m/V_{см}=0,13$ с уменьшением отношения $V_g/V_{см}$, начиная от дисперсного течения формируется переходный процесс и масло становится непрерывным в ядре. Дальнейшее уменьшение параметра $V_g/V_{см}$ приводит поток к кольцевому волнообразному узору с большой амплитудой волн, локализуемых в нижней части масляного ядра на границе раздела фаз и далее обнаруживается формирование расслоенного режима течения, где к смачиванию стенки трубы добавляется масляная фаза. В волнисто-расслоенном режиме (волнообразная стратификация), по мере уменьшения расхода воды, поверхностные волны становятся по амплитуде меньше.

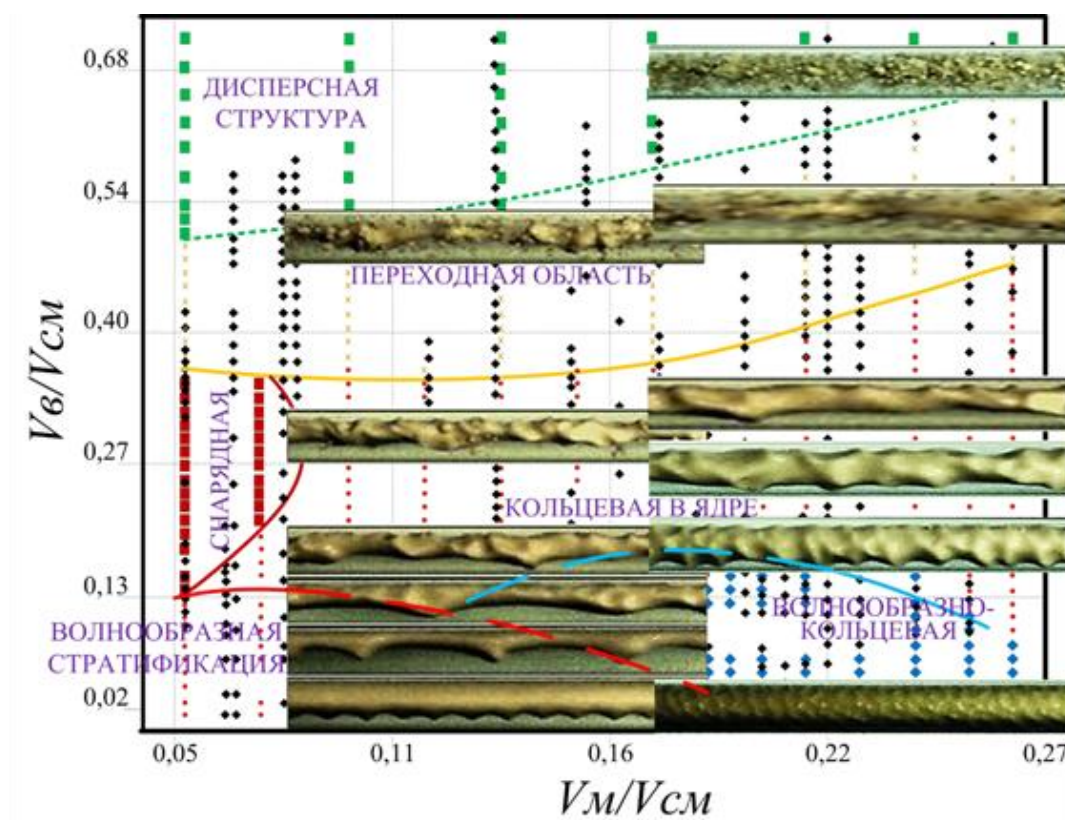


Рисунок 1. Шаблон карты существования устойчивых режимов течения двухфазных сред “жидкость-жидкость” в узких трубах из оргстекла (масло-вода, $D=0,026\text{ м}$, снимки по центру ложатся на экспериментальные точки).

В правой области рисунка 1 представлена эволюция потока при фиксированном отношении $V_м/V_{см}=0,22$. Картины течения показывают, что в диапазоне $V_в/V_{см}=(0,02\div 0,68)$, м/с, стратифицированная (расслоенная) картина не появляется, а наблюдается так называемая “гофрированная-кольцевая конфигурация” с тонкой рябью волн между двумя жидкостями (см. справа внизу).

Следует отметить, что выявленные границы областей существования режимов и структур течения весьма чувствительны к геометрии и возмущениям, идущим со входа и стенок. Проведенные исследования показывают, что используя кольцевой режим в ядре для транспортировки вязкой нефти, необходимо выбрать подходящие для энергосберегающей эксплуатации условия. Оптимальными здесь будут условия, за пределами которых расслоенные течения не поддерживаются и которые в общем случае зависят от ряда геометрических параметров: шероховатости и диаметра трубы, угла соприкосновения фаз, реологических свойств жидкостей. Аналогичные замечания можно встретить, например, в [1, 2, 4].

В практике прикладных исследований гидродинамики реологически сложных сред наряду с анализом локальной структуры представляют интерес изменения интегральных величин, например, данные падения перепада давления в трубопроводе $\Delta\bar{P}$ (3) в зависимости от изменения коэффициента среднерасходной скорости воды $C_в$:

$$C_в = V_в / V_{см}. \quad (5)$$

Отдельные данные измерений падения коэффициента давления $\Delta\bar{P}$ от изменений параметра $C_в$ (5) в зависимости от уменьшения водной фракции представлены на рис.2, 3.

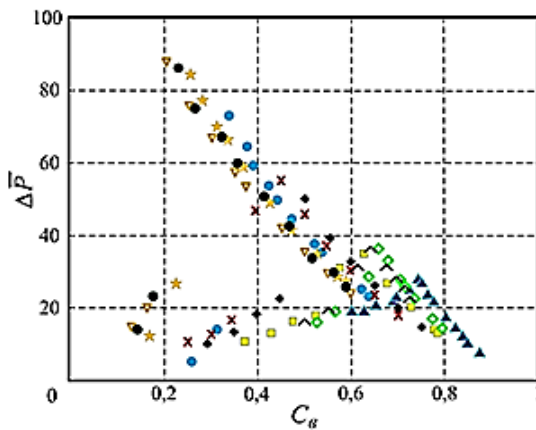


Рис. 2. Распределения коэффициента перепада давления $\Delta\bar{P}$ в зависимости от C_g в трубопроводе с секцией $D=0,026$ м при различных значениях среднерасходной скорости масла (значки (▲, ●) – настоящие измерения, другие символы – данные измерений E. Stalio, Brauner N., Lovick J. etc., течение осуществляется при условии $(V_M/V_{cm}) < (V_M/V_{cm})_{кр}$ секция из плексиглаза). Обозначениям ▲, ◆, ▲, ●, ■, ◆, ×, ★, ●; ▼ соответствуют значения (V_M/V_{cm}) от 0,06 до 0,19.

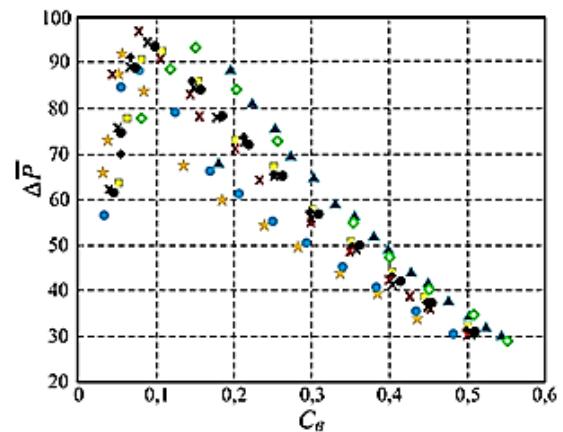


Рис. 3. Распределения коэффициента перепада давления $\Delta\bar{P}$ в зависимости от C_g в трубопроводе с секцией $D=0,026$ м при различных значениях среднерасходной скорости масла (значки: ●, × – настоящие измерения, другие символы – данные измерений E. Stalio, Brauner N., Lovick J. etc., течение осуществляется при условии $(V_M/V_{cm}) > (V_M/V_{cm})_{кр}$ секция из плексиглаза). Обозначениям ▲, ◆, ■, ●, ×, ◆, ×, ●, ★ соответствуют значения (V_M/V_{cm}) в пределах от 0,19 до 0,26.

В целом, данные на рис. 2, 3 показывают, что экстремальные значения параметра $\Delta\bar{P}$, характеризующего возникновение процесса смены динамической структуры потока в двухфазной среде, изменяются в достаточно широком диапазоне. Это позволяет говорить о возможном проявлении ряда эффектов в конвективном массообмене, требующих детального анализа. В настоящей работе выполнены исследования по изучению характера связи параметра $\Delta\bar{P}_{макс}$ от изменений среднерасходной скорости масла V_M и коэффициента $C_{v,макс}$ от V_M . Отдельные данные этого анализа приведены на рис. 4, 5 соответственно.

В частности, данные на рис. 4 показывают, что при изменении среднерасходной скорости масла (V_M) кривые распределений коэффициента снижения максимального перепада давления ($\Delta\bar{P}_{макс}$), отвечающие анализу процессов в трубах из пирекса и плексиглаза с диаметрами $D=0,02 - 0,04$, м, будут группироваться так, что соответствующие данные $\Delta\bar{P}_{макс}$ для труб меньшего диаметра будут выше по абсолютной величине, чем для труб с большим диаметром.

Причем наши опыты показывают (значки и линия – чёрный цвет), что в распределениях $\Delta\bar{P}_{макс}$ локализуется зона максимальных значений в диапазоне $V_M \approx 0,6-0,8$, м/с, если рассматриваются режимы кольцевого течения в условиях $(V_M/V_{cm}) > (V_M/V_{cm})_{кр}$. Полученные результаты свидетельствуют, что наиболее эффективным режимом течения жидкостно-жидкостного потока с точки зрения экономии энергии насосной перекачки является режим, при котором не достигаются границы перехода к стратифицированным потокам.

Стоит заметить, что качественно результаты наших измерений вполне удовлетворительно согласуются с данными [3]. Это позволяет надеяться, что в данных условиях эффекты и механизмы перехода в динамической структуре реологически сложных сред имеют одинаковую природу. И, кроме выполненных оценок учета влияния переменности механических, теплофизических свойств материала стенки и геометрии трубопровода, полезными в оценках эффективности течения могут быть данные связи параметра $C_{v,макс}$ от скорости V_M . Так, на рис. 5 приведены результаты измерений на трубах разного диаметра максимальных значений коэффициента $C_{v,макс}$ в режиме кольцевого течения масла. Видно, что при малых значениях $V_M=0,2-0,4$, значения параметра $C_{v,макс}$ не зависят от диаметра трубы и материала стенки. Об этом свидетельствует группировка данных вдоль опытной кривой. Кроме того, при $V_M > 0,8$ коэффициент $C_{v,макс}$ почти всегда постоянен. Следовательно, наиболее удобным режимом объемного расхода воды транспортируемого в трубе является режим с присутствием воды в 10%-ом отношении от общего объема смеси. Это данные хорошо согласуются с результатами исследований [5], где показано, что $C_{v,макс} \approx 0,08 \div 0,12$ для турбулентного потока воды и ламинарного нефтяного ядра рассматриваемой жидкостно-жидкостной системы.

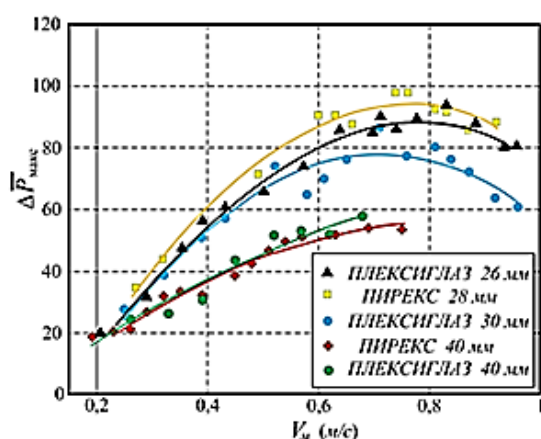


Рис. 4. Распределения максимальных значений параметра уменьшения перепада давления $\Delta \bar{P}_{\max}$ при изменении среднерасходной скорости масла $V_{ср}$. Здесь: сплошные линии – аппроксимации данных измерений квадратичной зависимостью, данные E. Stalio, Brauner N., Lovick J. etc.; значки и линия чёрного цвета – данные настоящей работы.

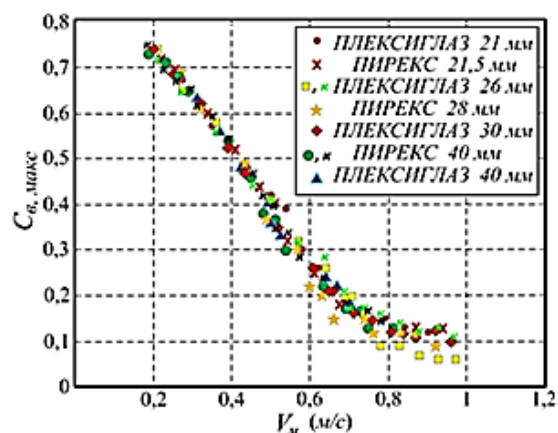


Рис. 5. Распределения коэффициента $C_{ср,max}$, учитывающего скорость подачи воды на входе в трубопровод (V_w) и смену динамической структуры через коэффициент $C_{ср,max}$ при различных значениях среднерасходной скорости масла ($V_{ср}$). Значки (к, κ) – настоящие измерения, другие символы – данные измерений E. Stalio, Brauner N., Lovick J. etc., выполненных для труб из пирекса и плексиглаза с диаметрами: $D=(0,021-0,04)$, м.

В заключении стоит отметить, что представленные в работе результаты экспериментального исследования конвективного массопереноса в непрерывном двухфазном жидкостно-жидкостном потоке «масло – вода» в круглых цилиндрических трубах с участками горизонтальных секций позволили определить области существования различных устойчивых течений, составить карты структур потоков в узких трубах, как геометрическое место точек. Установлено, что полученные данные хорошо коррелируют с результатами предсказания структур на базе полумпирических моделей, например, с данными M. Arney, P. Angeli, R. Bai, N. Brauner, D. Joseph, J. Lovick, M. Renardy и др. Наиболее оптимальным для выбранных условий движения смеси и удобным при транспортировке является режим с присутствием воды в 10%-ом отношении от общего объема смеси. Показано, что главным в процессе стабилизирующего действия на кольцевой поток в ядре выступает процесс переноса импульса в смеси за счет конвективно-диффузионных механизмов. Причем из-за многообразия явлений во взаимодействующих фазах исследования областей существования устойчивых структур требуют привлечения теории подобия, а также уточнения и расширения имеющегося банка экспериментальных данных об изменении локальных и интегральных параметров в реологически сложных средах.

Литература

1. Bai R., Chen K., Joseph D. Lubricated pipelining stability of core-annular flow. Part 5. Experiments and comparison with theory // Journal of Fluid Mechanics., 1992, №240, p.97-142.
2. Chakrabarti D.P., Das G., Das P.K. Identification of stratified liquid-liquid flow through horizontal pipes by a non-intrusive optical probe // Chem. Eng. Sci., 2007., vol. 62. p. 1861-1876.
3. Ooms G., Poesio P. Stationary core-annular flow through a horizontal pipe // Physics Review. 2003. Ser. E 68, 066301.
4. Papageorgio D.T., Maldarelli C., Rumschitzki D. S. Nonlinear interfacial stability of core annular film flows // Physics of Fluids. Ser. A., 1990. № 2, p. 340-352.
5. Ullmann A., Brauner N. Closure relations for the shear stress in two-fluid models for core-annular flow // Multiphase Sci. Technol., 2004. Vol. 16, p. 355-387.

МЕТОДЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ГЕТЕРОГЕННЫХ СРЕД, ИХ ПЕРСПЕКТИВЫ И ПРИЛОЖЕНИЯ К РАСЧЕТУ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ В ВЫСОКОВЯЗКИХ СРЕДАХ

С.А. Павлов

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Динамику сложного потока можно охарактеризовать временной функцией существования группы структур, из которых часть получает стабильность, а другая теряет её. Теория устойчивости - естественный способ проанализировать переходы между структурными типами потока. Проведенный библиографический анализ показывает, что исследование вопроса устойчивости является многоплановым и часто ограничено

течениями, для которых применяется линейный анализ устойчивости и рассматриваются задачи дифференциальных уравнений возмущенного движения.

Экспериментальные исследования с сырой тяжелой нефтью показывают, что наиболее актуальным в области трубопроводного транспорта является представление режима движения нефти как ядра, окруженного водяной плёнкой. Отметим, что для идеального случая такого режима необходим либо горизонтальный поток двух жидкостей с равной плотностью, либо вертикальный поток при специальных условиях. К таким течениям могут быть вычислены все измерения эффективности: коэффициент задержки, максимальный объемный расход *основной жидкости* (нефти) при заданном перепаде давления, минимальный перепад давления для заданного объемного расхода [5]. Следовательно, анализ стабильности водо-смазывающего движения по трубопроводу представляет особый интерес.

Цель работы: рассмотрение существующих методов моделирования гетерогенных сред и определение их перспективности и применимости к расчёту гидравлического сопротивления для высоковязких сред.

Обзор исследований показывает, что поток, относительно которого происходит смазывание менее вязкой жидкостью, может быть устойчив, причём для некоторых эксплуатационных режимов это может быть отнесено и к осесимметричным и к неосесимметричным нарушениям равновесия. Отметим, что потоки с водой внутри и нефтью снаружи – всегда неустойчивы [11]. Вообще, только тонкие смазывающие слои могут быть устойчивыми, но даже в этом случае стабильность зависит от условий потока. Если поток является медленным, то капиллярная неустойчивость будет вызвана граничной напряженностью. Инерция будет оказывать стабилизирующий эффект [3], и капиллярная неустойчивость может быть полностью стабилизирована увеличением числа Рейнольдса [15]. Дальнейшее увеличение числа Рейнольдса приводит к неустойчивости из-за граничного трения, пропорционально вязкостному различию. Эта неустойчивость приводит к волнистости текущего ядра, которая может быть устойчивой и является обобщенной формой течения ядра в смазывающих линиях. Параметрический диапазон, для которого идеальный случай устойчив, является очень маленьким.

Линейная теория устойчивости - эффективный инструмент, для изучения переходов между типами потоков при неустойчивости идеального ядро-кольцевого течения. Она дает информацию о механизмах, которые вызывают неустойчивость в типах потока. Особенно полезной является оценка полного баланса энергии малых нарушений с самым большим темпом роста. Этот энергетический анализ (текущих типов и перехода к ядро-кольцевым течениям в трубах) [9] приводит к идентификации трех механизмов неустойчивости: поверхностного натяжения, межфазного трения, напряжений Рейнольдса и является мощным диагностическим инструментом. Когда сила тяжести отсутствует, эксцентричное ядро течёт с круглой границей раздела. При этом эксцентрический поток устойчив, когда устойчиво соответствующее идеальное ядро-кольцевое течение. Установлено [2,10], что наиболее выражена волна неустойчивости в течениях с «узловатыми расширениями и утолщениями волнистого» типа, где эксцентриситет увеличивается. Она формирует спиральные и штопорные волны, наблюдаемые в экспериментах.

Нелинейные теории устойчивости описывают динамику близко к идеальному ядро-кольцевому течению, в котором сохранены некоторые эффекты нелинейности. Некоторые потоки, которые возмущают устойчивость идеального ядро-кольцевого течения около порога линейной неустойчивости, можно представить уравнением Гинзбурга - Ландау (или уравнением Курамото - Сузуки [1,13]). Другие нелинейные теории базируются на условии, что волны являются длинными относительно некоторого масштаба длины. Предположения, сформулированные в рамках теории длинной волны, не могут быть реализованы в реальной динамике жидкости. В этих условиях повышается значение вопроса корректности решения [3,4]. Анализ показывает, что существуют области изменений параметров, в которых кольцевой поток в ядре возможен, и имеются критические уровни к этим областям, в которых движение может потерять стабильность к волнам произведенных межфазным трением, или к капиллярным волнам.

Исследование процессов течения вблизи критичности, используя приемы различных масштабов, является хорошо известным. Особый интерес представляют виды эффектов, которые могут быть описаны решениями уравнений Гинзбурга - Ландау, как например: формирование солитонов и хаоса [12,14,16]. Боковая нестабильность потока может привести к росту режима длинноволновых мод, и возбуждению трехмерных беспорядков. Работы в этом направлении показывают, что есть много областей параметров пространства, в которых не достигается идеальный ядро-кольцевой поток, и анализ типа Гинзбурга - Ландау не применяется. По крайней мере ещё два типа нелинейных эффектов уравнений могут быть получены для ядро-кольцевого потока, когда длина волны является длинной. Первый, где эта длина сравнивается с радиусом ядра и с толщиной кольцевого пространства. Здесь анализ устойчивости может быть выполнен по уравнению Курамото - Сивашинского и его обобщениям. Второй – длина волны обязана быть длинной только по сравнению с толщиной кольца. В этом случае стабилизация сдвига происходит от инерции ядра. Последняя будет иметь место и при коротких волнах [8]. Характеристикой этого случая выступает режим течения с вращением и мелкими колебаниями, когда нефть в кольце будет смоделирована длинноволновым уравнением [12]. Нелинейное развитие ядро-кольцевого вращающегося внутреннего течения рассмотрено у Coward и Hall. Поток оказывается неустойчивым по отношению к неосесимметричным нарушениям режима, которые развиваются в конечной амплитуде продвижения волны и в осевых и в азимутальных направлениях. Coward и др. [6,7] получили трехмерное обобщение уравнения Курамото-Сивашинского для ядро-кольцевого потока, где градиент давления моделируется по временным гармоническим колебаниям. Они исследовали эффекты второстепенных колебаний на стационарное решение уравнения, периодических по времени состояний, хаотических структур, решений для бегущей волны, и продвижение нелинейных дисперсионных состояний.

Изучение вышеупомянутых нелинейных теорий показывает, что они ещё недостаточно точны, но дают начало фактически полезным результатам. Кроме того, изучение указанных работ позволяет отметить, что подвес ядра не может иметь место без гидродинамического действия волнового подъема, который придаёт поверхности ядра определённую форму. В случае очень вязких жидкостей – волны в основном постоянны и перемещаются с ядром. Эти процессы имеют пространственный характер и их анализ целесообразен с привлечением методов численного моделирования.

Литература

1. Талонов Грехов А.В., Рабинович М.И. Автоструктуры. Хаотическая динамика ансамблей // Нелинейные волны. Структуры и бифуркация. – М.: Наука., 1987. – С. 7-44.
2. Bai R, Chen K, Joseph D D. Lubricated pipelining: stability of core-annular flow. Part 5: Experiments and comparison with theory. J. Fluid Mech. (1992), vol. 240 pp. 97-142
3. Chen K, Joseph DD. Lubricated pipelining: Stability of core-annular flow. Part 4. Ginzburg-Landau equations. J. Fluid Mech. (1991), vol. 227, pp. 587-615
4. Chen K, Joseph DD. Long wave and lubrication theories for core-annular flow. Phys. Fluids A, 1992.V 03, №11, pp. 2672-2679
5. Churchill S.W., Viscous Flows: The Practical Use of Theory. Stoneham, MA: Butterworth. 1988.
6. Coward, A.V., Papageorgiou, D.T. and Smyrlis, Y.S. (1995) Nonlinear stability of oscillatory core-annular flow: A generalized Kuramoto-Sivashinsky equation with time-periodic coefficients, ZAMP (Zeitschrift fur Angewandte Mathematik und Physik), Vol. 46, No.1, pp. 1-39.
7. Coward A., Papageorgiou D.T. Stability of oscillatory two-phase Couette flows. IMA J. Appl. Math. (1994), 53 (1): p. 75-93
8. Georgiou E, Maldarelli C, Papageorgiou D.T, Rumschitzki DS. An asymptotic theory for the linear stability of a core-annular flow in the thin annulus limit. J. Fluid Mech. (1992), 243: 6. – p. 53-77
9. Hu H.H, Joseph D.D. Lubricated pipelining: stability of core-annular flow. Part 2. J. Fluid Mech. (1989), vol 205, pp. 359-396
10. Hu HH, Patankar N. Non-axisymmetric instability of core-annular flow. J. Fluid Mech. (1995), vol 290, pp. 213-234
11. Joseph DD, Bannwart A.C., Liu Y.J. Stability of annular flow and slugging. Int. J. Multiphas Flow Vol. 22, № 6, pp. 1247-1254, 1996.
12. Kerchman V. Strongly nonlinear interfacial dynamics in core-annular flows. J. Fluid Mech. (1995), vol. 290, pp. 131-166
13. Kuramoto Y. Chemical oscillations, waves and turbulence // Berlin. Springer, 1984. 156 p.
14. Papageorgiou DT, Maldarelli C, Rumschitzki DC. 1990. Nonlinear interfacial stability of core annular film flows. Phys. Fluids A vol 2, pp. 340-352
15. Preziosi L, Chen K, Joseph DD.. Lubricated pipelining: stability of core-annular flow. J. Fluid Mech. (1989), vol 201, pp. 23-56
16. Renardy M, Renardy Y. 1993. Derivation of amplitude equations and the analysis of sideband instability in two-layer flows. Phys. Fluids A 5: 27. – 38-62

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕЧЕНИЯ И ТЕПЛООБМЕНА НЕНЬЮТОНОВСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ВО ВНУТРЕННИХ СИСТЕМАХ

+Р.Е. Терещенко, О.И. Ракитин

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Научное и практическое значение исследований теплообмена и гидравлического сопротивления при течении жидкостей с аномальными реологическими характеристиками определяется их широким использованием в технологических процессах химической, нефтехимической и других отраслей промышленности.

Для решения задачи о ламинарном неизотермическом напорном течении несжимаемых вязких жидкостей в трубах круглого сечения удобно воспользоваться уравнениями неразрывности, движения и энергии, записанными в цилиндрических координатах [2,3,4]:

$$\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} r v = 0 \quad (1)$$

$$\rho \left(\frac{\partial u}{\partial t} + u \frac{\partial u}{\partial x} + v \frac{\partial u}{\partial r} \right) = - \frac{\partial p}{\partial x} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} r \tau_{rx} + \frac{\partial \tau_{xx}}{\partial x} \quad (2)$$

$$\rho \left(\frac{\partial v}{\partial t} + u \frac{\partial v}{\partial x} + v \frac{\partial v}{\partial r} \right) = - \frac{\partial p}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} r \tau_{rr} + \frac{\partial \tau_{rx}}{\partial x} \quad (3)$$

$$\rho C_p \left(\frac{\partial T}{\partial t} + u \frac{\partial T}{\partial x} + v \frac{\partial T}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \Phi_{x,y} \quad (4)$$

Составляющие дивергенции тензора напряжений (τ) и квазиньютоновская вязкость (B) в обобщенном реологическом уравнении вычисляются по формулам:

$$\tau_{xx}=2B\frac{\partial u}{\partial x}, \tau_{rr}=2B\frac{\partial v}{\partial r}, \tau_{rx}=B\left(\frac{\partial u}{\partial r}+\frac{\partial v}{\partial x}\right), B=\frac{\tau_0 T}{h}+k T h^{1/m-1} \quad (5)$$

В уравнении энергии (3) $\Phi_{x,y}$ определяет величину внутренних источников теплоты, которые могут быть следствием химических реакций, наложения электрических полей, выделения теплоты трения, а также других причин [1]. Если другие источники теплоты, кроме выделения теплоты трения, отсутствуют, то $\Phi_{x,y} = Bh$, где

$$h=\left\{2\left[\left(\frac{\partial v}{\partial r}\right)^2+\left(\frac{v}{r}\right)^2+\left(\frac{\partial u}{\partial x}\right)^2\right]+\left(\frac{\partial u}{\partial r}+\frac{\partial v}{\partial x}\right)^2\right\}^{1/2}, \quad (6)$$

здесь h - интенсивность скоростей деформации.

Математическая постановка задачи течения и теплообмена в трубах основывается на трехконстантном уравнении нелинейно-вязкопластической среды:

$$\tau_{ik}=-p\delta_{ik}+2\left[\frac{\tau_0 T}{h}+k T h^{1/m-1}\right]\dot{\epsilon}_{ik} \quad (8)$$

$$\text{где } \tau_0 T = k_0 \exp\frac{E_0}{RT}; \quad k T = k^* \exp\frac{E}{mRT}.$$

Особенностью градиентного изотермического течения подобных жидкостей является наличие в центре трубы ядра течения, в котором аксиальная скорость постоянна ($\frac{\partial u}{\partial r} = 0$). На границе теплообмена с внешней средой задаются граничные условия первого ($T_w = \text{const}$), второго ($q_w = \text{const}$) и третьего ($T_{cp} = \text{const}$, $\alpha_2 = \text{const}$) рода. Как показано в [2], они охватывают практически весь круг задач, которые встречаются в инженерной практике.

На рисунках 1 - 6 представлены результаты расчета профилей скорости и температуры. Изменение профилей скорости определяется влиянием переменных реологических свойств жидкости на гидродинамические параметры течения во внутренних системах. При охлаждении, вязкость в тепловом пограничном слое увеличивается, что приводит к снижению аксиальной составляющей скорости у стенки трубы и росту ее в ядре потока. Радиальная составляющая скорости в этом случае отрицательна и направлена к центру трубы. Возникновение радиальной составляющей способствует охлаждению ядра потока. В связи с этим, несмотря на снижение интенсивности охлаждения в сравнении с постоянными свойствами, температура в ядре потока примерно одинакова.

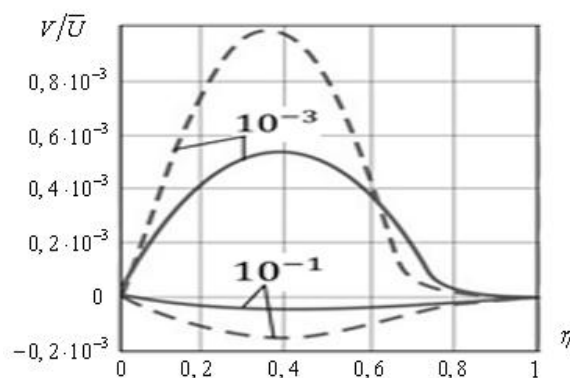


Рис. 1. Профиль радиальной составляющей скорости при охлаждении для различных приведенных длин (сплошные кривые - $a=0$; штриховые кривые - $a=0,5$)

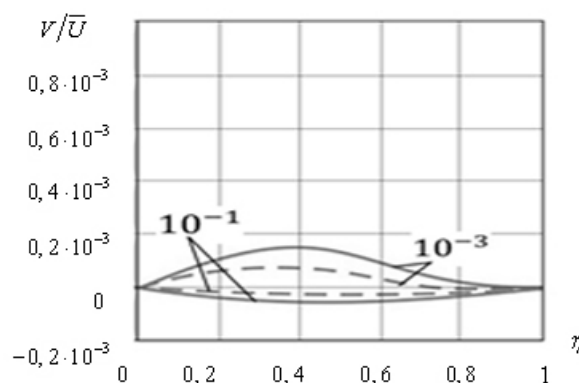


Рис. 2. Профиль радиальной составляющей скорости при нагревании для различных приведенных длин (сплошные кривые - $a=0$; штриховые кривые - $a=0,5$)

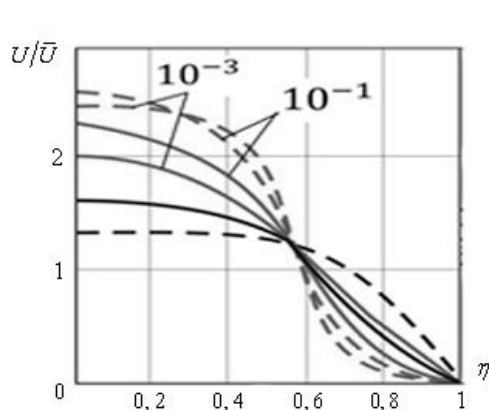


Рис. 3. Профиль аксиальной составляющей скорости при охлаждении для различных приведенных длин (сплошные кривые - $a=0$; штриховые кривые - $a=0,5$)

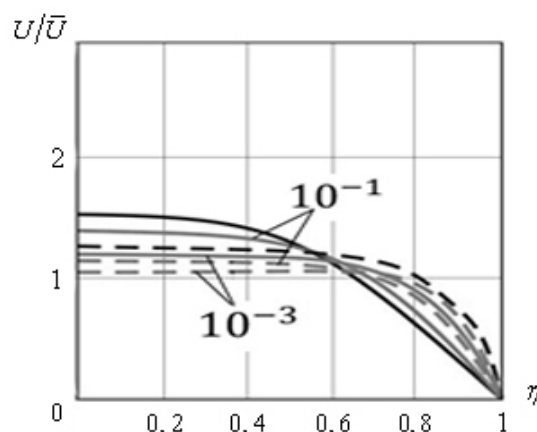


Рис. 4. Профиль аксиальной составляющей скорости при нагревании для различных приведенных длин (сплошные кривые - $a=0$; штриховые кривые - $a=0,5$)

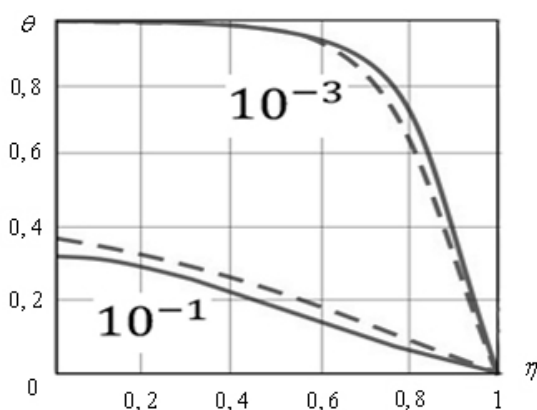


Рис. 5. Профиль температуры при охлаждении для различных приведенных длин (сплошные кривые - $a=0$; штриховые кривые - $a=0,5$)

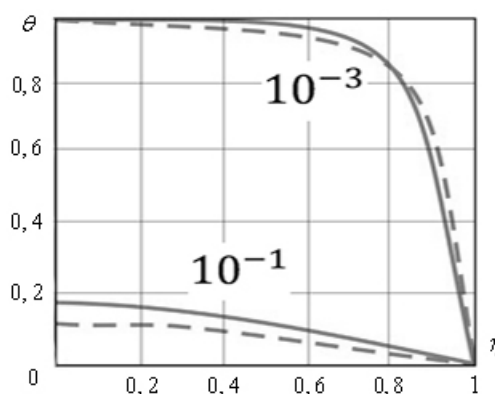


Рис. 6. Профиль температуры при нагревании для различных приведенных длин (сплошные кривые - $a=0$; штриховые кривые - $a=0,5$)

Литература

1. Седов Л. И. Механика сплошной среды. – М., «Наука», 1973.
2. Фройштетер Г. Б. Течение и теплообмен неньютоновских жидкостей в трубах. – Киев, «Наукова Думка», 1990.
3. Харламов С.Н., Терещенко Р.Е., Исследование конвективного теплообмена при сложном течении неньютоновских сред в трубах. Труды пятой национальной конференции по теплообмену. – М.: МЭИ, 2010
4. Шульман З. П. Конвективный теплоперенос реологически сложных жидкостей. – М., «Энергия», 1975.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭФФЕКТОВ ВЗАИМОЗАВИСИМОСТИ ХИМИЧЕСКИХ РЕАКЦИЙ И ТУБУЛЕНТНОСТИ ПРИ ДВИЖЕНИИ РЕАГИРУЮЩИХ СМЕСЕЙ В ТРУБОПРОВОДАХ

А.В. Филатова

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Вопросы повышения безопасности, эффективности, экологичности объектов ТЭК, систем их управления, выяснения условий повышения функционирования деталей и узлов, обеспечивающих транспортировку сложных химически реагирующих сред по трубопроводам являются ключевыми для рационального и экономического развития предприятий, снижения доли их вредного воздействия на окружающую среду. Хорошо известно, что устройства интенсификации тепло- и массообменных процессов в нефтяной и химической промышленности, в теплоэнергетике работают в условиях высоких энергозатрат, в том числе на транспорт природного сырья, в режимах устойчивых и переходных ламинарно-турбулентных эффектов, усиления и замедления смешения химически реагирующих компонент и требуют подробного анализа гидродинамики и теплообмена в замкнутых и открытых системах. В связи с этим актуальность проблем численного и физико-математического моделирования гидро- и газодинамики, тепло- и массообмена в инертных

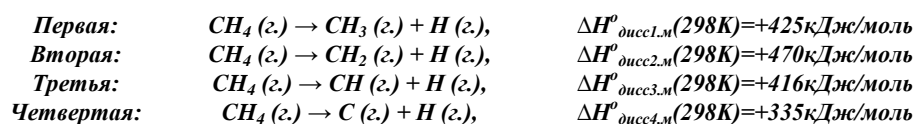
и химически реагирующих гомогенных и гетерогенных системах, обоснование методов расчета различных по структуре сред в устройствах с произвольной границей области течения (например, в газотурбинных установках, вихревых камерах, сложных трубопроводах) представляется достаточно высокой и имеет большое прикладное значение при получении оценок реальных процессов в работе топливно-энергетических и других аппаратов и систем. Кроме того, создание и использование соответствующих турбулентных моделей и методик, кодов и пакетов программ широкого назначения к анализу гидро- и газодинамики, тепло- и массопереноса на промышленных объектах ТЭК особенно актуально для российской науки, которая, к сожалению, пока еще отстает от зарубежного уровня.

Стоит заметить, что в отличие от движения инертных систем химические реакции способны существенно усложнить процесс. Так, высокий уровень пульсаций поля температуры и давления в рамках равновесных и неравновесных реакций способен значительно менять состав смеси. Последний вызовет новые изменения в динамической и тепловой структуре потока, что отразится на интегральных параметрах. В настоящее время отсутствуют результаты полного анализа данной проблемы.

В этой связи в работе поставлена цели: 1) построить модель горения многокомпонентной углеводородной газообразной смеси в рамках глубокоравновесных реакций; 2) проанализировать эффективность модели в процессах трубопроводного транспорта; 3) дать рекомендации по обобщению модели на класс неравновесных химических реакций.

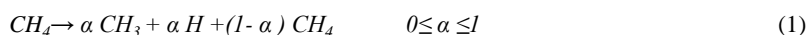
Физико-математическая модель и кинетика химических взаимодействий

Хорошо известно, что турбулентные течения в сложных ТП неустойчивы, трёхмерны, многофазны. Полный учёт физических механизмов их функционирования сильно усложняет математическое моделирование. Поэтому в настоящей работе мы используем некоторые упрощения физической модели рассматриваемого явления. В частности, не учитывается перенос энергии излучением, движение природного газа считается стационарным, осесимметричным, однофазным, многокомпонентным. Таким образом, рассматривается турбулентное течение химически реагирующей смеси на базе уравнений Рейнольдса (модель “узкого канала”), энергии (“энтальпийная форма”), диффузии массы индивидуальной компоненты и сохранения массы смеси, состояния (смесь совершенных газов). Замыкая системы осуществляется с привлечением моделей второго порядка для напряжений Рейнольдса и турбулентных скалярных потоков (тепла и массы) [7]. Предполагается, что в процессе движения природного газа, основным компонентом которого является метан, реакции идут по равновесной схеме. Его содержание в природном газе достигает 98 %. Кроме метана присутствуют горючие газы - пропан, бутан и этан. Опираясь на молекулярно-кинетическую теорию движения сплошных сред, представляем рабочую смесь, как совокупность слабо взаимодействующих частиц (молекул или атомов), находящихся в непрерывном хаотическом (тепловом) движении [1] со стандартной энтальпией диссоциации [2]. Заметим, что энтальпия диссоциации связи характеризует определенную связь в молекуле. Ее численная величина зависит от того конкретного химического окружения, в котором находится рассматриваемая связь. Например, в молекуле метана имеются четыре связи C—H, и, следовательно, для метана можно определить четыре энтальпии диссоциации связи [5]. Они называются соответственно первой, второй, третьей и четвертой энтальпией диссоциации связи и характеризуются соответствующими реакциями и численными значениями:



Заметим также, что подобные явления имеют место при разработке высокоэффективных топливных элементов, которые в течение последних десятилетий активно внедряется в мировую практику, и потенциально дают возможность построения экологически чистых, тихих и сверхэффективных электрогенераторов [6]. В частности, использование неравновесной плазмы позволяет проводить такие химические реакции даже при низких температурах благодаря активным частицам, генерируемым быстрыми электронами. Использование неравновесной плазмы позволяет объединить высокую удельную производительность, свойственную плазменным методам и низкие удельные затраты энергии, характерные для традиционных каталитических методов.

Библиографический анализ проблем разложения метана (например, под действием разряда [3,4]) показывает, что в результате действия разряда на смесь, в начальный момент происходит диссоциация метана со степенью диссоциации α .



В данной работе исследовалось влияние скорости распада метана на производство водорода, причем расчет компонентного состава, степени диссоциации α осуществлялся по этапам.

1. Для получения компонентов используется модифицированное уравнение диффузии индивидуальной компоненты смеси, записанное для равновесного случая по модели Лайтхилла [7].
2. Для учета эффектов взаимовлияния химии и турбулентности в определении компонентного состава классическая модель Лайтхилла обобщается в соотношения типа Гульдберга-Вааге [7,8].

Известно [4,6], что для гомогенного реактора (“безразрядного” конвектора) оптимальный режим для получения максимума водорода соответствует температуре потока $T=1500-2000 \text{ K}$. С ростом температуры до $\sim 1700 \text{ K}$ происходит уменьшение времени наработки и увеличение количества H_2 примерно линейно, после $\sim 1700 \text{ K}$ наблюдается уменьшение времени наработки. Влияние начальной степени диссоциации CH_4

сказывается на величину времени индукции зажигания в виде дополнительного вклада энергии (примерно 300-400К при росте на 25% диссоциации CH_4) и на время наработки (примерно при росте на 25% диссоциации CH_4 время уменьшается в 2-5 раз), но практически не сказывается на количестве H_2 .

Для плазмохимического реактора ("разрядного" конвектора) установлено, что объемный разряд снижает температуру протекания химических реакций. Температура протекания химических реакций зависит от скорости распада компонент, температуры потока. Скорость протекания, конечный состав плазмохимических реакций зависит от скорости распада компонент и температуры потока, начального состава. Оптимальный режим для получения максимума водорода определяется скоростью распада компонент, температурой потока и начальным составом. Так, с ростом температуры скорость распада можно уменьшать.

Заключение. Результаты исследования показывают, что химические реакции в замкнутых системах, трубах, каналах, вызванные разрядом, способны существенно влиять на гидродинамику, тепловой режим устройств, обеспечивающих транспорт природного сырья по трубопроводу. Детальный анализ процессов переноса в сложном сдвиговом потоке позволяет говорить, что в сравнении со случаем инертного движения тепломассоперенос в трубопроводе существенно осложнен нелинейными вязкими эффектами, изменениями в турбулентной структуре. Установлено, что эффекты взаимовлияния консервативны по отношению к трению, но существенно интенсифицируют тепломассоперенос в областях течения, с переменным поперечным сечением,

Литература

1. Гиршфельдер Дж. Молекулярная теория газов и жидкостей: пер. с англ. / Дж. Гиршфельдер, Ч. Кертисс, Р. Берд. — М.: Изд-во иностранной литературы, 1961. — 929 с.
2. Захаров Н.Д. Об основных понятиях термодинамики / Н. Д. Захаров. — М.: Воениздат, 2005. — 31 с.
3. Потехин С.В., Потанкин Б.В., Деминский М.А. и др. Эффект плазменного катализа при разложении метана. ХВЭ, 1997, — Т.33, — №1, — С. 59-66.
4. Русанов В.Д., Этьеван К., Бабарицкий А.И. и др. Эффект плазменного катализа на примере диссоциации метана на водород и углерод. ДАН, 1997, — Т. 354, — №2, — С. 213-215.
5. Стромберг А.Г. Физическая химия: учебник для вузов / А. Г. Стромберг, Д. П. Семченко: под ред. А. Г. Стромберга. — 5-е изд., испр. — М.: Высшая школа, 2003. — 527 с.
6. Цыганов Д.Л. Некоторые аспекты проектирования гомогенных и плазмохимических конверторов. — М.: МФТИ, 2009, — №2, — С. 134-142.
7. Харламов С.Н. Математические модели неоднородной анизотропной турбулентности во внутренних течениях. — Томск: Изд-во ТГУ, 2001. — 447с.
8. Kharlamov S.N. Mathematical Modelling of Thermo- and Hydrodynamical Processes in Pipelines. Rome, Italy: Publ. House "Ionta", 2010. — 263p.

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО ГАЗА В ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

А.В. Филатова

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Вопрос утилизации попутного нефтяного газа остается крайне актуальным для нашей страны последние два десятилетия. За это время Россия вышла на первое место в мире по объемам сжигания попутного нефтяного газа на нефтепромысловых факелах. В результате не только теряется невозполнимый топливно-энергетический ресурс, являющийся, в том числе, и ценным химическим сырьем, но и наносится колоссальный ущерб окружающей среде.

Цель работы состоит в оценке по материалам ряда региональных совещаний состояния современных проблем утилизации попутного газа на территории Томской области и в выдаче практических рекомендаций к решению задач повышения энергоэффективности функционирования систем ТЭК.

Общий анализ проблемы утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) в Томской области показывает, что особенно остро она стоит из-за его больших объемов, растворенных в нефти и выделяющихся из неё при сепарации. Это ценнейшее углеводородное сырьё, значительная часть которого из-за отсутствия экономически эффективных технологий переработки сжигается на факелах [2-4].

На территории Томской области выделяют четыре района нефтегазодобычи: Стрежевской, Васюганский, Южно-Васюганский и Пудинский.

Лицензии на право добычи углеводородного сырья имеют 26 юридических лиц. Большая часть предприятий входит в состав холдингов. По этой причине они имеют общую программу утилизации попутного нефтяного газа.

Требования к нефтяным компаниям, касающиеся рационального использования попутного нефтяного газа при разработке месторождений углеводородов, с каждым годом ужесточаются. Согласно проекту постановления Правительства РФ с 2009 года сжигание ПНГ будет обходиться нефтяным компаниям с 2011 года — в 113 раз дороже, чем существующие тарифы на сегодняшний день [1,6].

На сегодняшний день лицензионные соглашения по освоению нефтяных месторождений предусматривают сжигание на факелах не более 5% ПНГ, остальные 95% должны быть утилизированы. В зависимости от добываемых объемов газ используется на собственные нужды, или отправлен по газопроводу в качестве моторного топлива на газовые электрические станции, или в качестве сырья на газоперерабатывающий завод для получения сухого газа (СОГ), широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) и газового бензина. За

сжигание 1 тыс. м³ ПНГ в рамках лимита недропользователи платят 6 руб., сверх лимита – около 140 руб. По данным Минприроды ежегодно сжигается в факелах 15-17 млрд. м³ из добываемых 60 млрд. (то есть 25-28%). По мнению отраслевых аналитиков доля сжигаемого газа достигает 30-40% и убытки от этого достигают не менее \$7 млрд. в год.

Таблица 1.

Объёмы добычи попутного нефтяного газа в Томской области

№ п/п	Предприятия	Объёмы добычи ПНГ, млн. м ³					
		2007	2008	2009	2010	2011	Всего
1	ОАО «Томскнефть» ВНК	1935,0	1862,4	1908,8	2040,9	2010,7	9757,8
2	ООО «Газпромнефть-Восток»	61,9	102,6	344,6	402,6	350,8	1262,6
3	ОАО «Томскгазпром»	10,5	11,7	144,8	322,3	320,3	809,6
4	НК «Русснефть»	46,0	51,0	79,0	146,0	230,0	552,0
5	ООО «СТС-Сервис»	2,0	11,0	20,1	118,4	156,7	308,2
6	ООО «НордИмперил»	11,9	40,4	54,2	77,4	86,5	270,5
7	ООО «Жиант»	0,0	12,9	24,6	49,1	56,6	143,2
8	ОАО «Восточная транснац. компания»	23,9	26,7	27,8	26,4	26,1	130,9
9	ООО «Южно- Охтеурское»	3,8	13,4	17,3	19,5	20,9	74,9
10	ООО «Матюшкинская вертикаль»	2,0	6,0	12,0	19,0	33,0	72,0
11	ООО «Томскгео нефтегаз»	0,2	0,4	3,5	8,6	9,7	22,4
12	ОАО «Средне-Васюганское»	2,5	2,6	2,5	2,5	2,5	12,6
13	ОАО «Томская нефтегазовая компания»	0,6	1,3	2,1	2,5	2,9	9,4
	ИТОГО	2100	2142	2641	3235	3307	13425

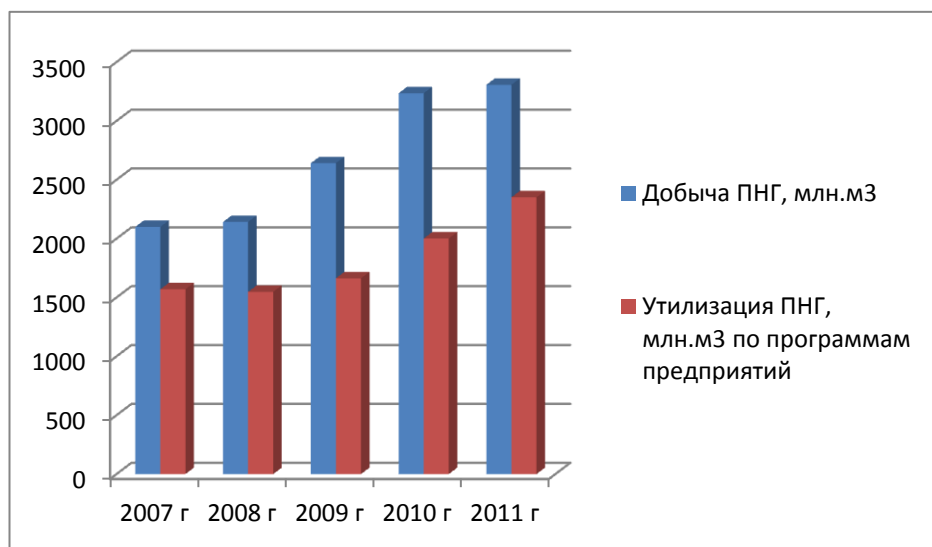


Рисунок. Объёмы добычи и утилизации попутного нефтяного газа в Томской области

В сложившихся условиях рассматривается несколько вариантов использования ПНГ.

Для крупных нефтегазодобывающих компаний:

- транспортировка ПНГ по газопроводу и сдача в систему АК «Газпром»;
- газификация близлежащих населенных пунктов;
- выработка электроэнергии на газовых электростанциях и сдача в региональные распределительные электрические сети;
- переработка ПНГ на региональных ГПЗ.

Для средних и малых нефтегазодобывающих компаний:

- выработка тепловой и электрической энергии для собственных нужд;
- переработка газа на месторождениях с получением ценных продуктов (пропан-бутановая смесь, концентрат ароматических углеводородов, парафиновый «гач» и т.д.);
- закачка ПНГ в пласт с целью утилизации и увеличения нефтеотдачи пластов.

В Томской области, к сожалению, за всю историю нефтегазодобычи, начиная с 1978 года, так и не была сформирована производственная инфраструктура для комплексного освоения нефтяных месторождений. Использование ПНГ носило локальный характер, в основном только на собственные нужды. В Стрежевском

регионе ПНГ частично сдавался на Нижневартовский ГПЗ Тюменской области. Самыми значимыми достижениями в утилизации ПНГ были: ввод ГКС в 2003 году на Лугинецком нефтегазоконденсатном месторождении и транспорт на ГКС «Парабель» ОАО «Газпром» (до 1,3 млрд. м³ ПНГ в год), ввод энергокомплекса на 31,5 МВт на Игольско-Таловом месторождении, на Вахском месторождении – станции переработки ПНГ на 72 млн. м³ в год, на Северном месторождении – ГКС на 72 млн. м³ ПНГ в год (объекты НК «Роснефть») [5].

По данным Департамента по недропользованию и развитию нефтегазодобывающего комплекса Администрации Томской области к 2011 г. на территории области будет добываться 3,3 млрд. м³ ПНГ. За три года прирост добычи ПНГ составит 1 млрд. м³. На основе предоставленных недропользователями программ по утилизации ПНГ, был сделан анализ, согласно которого уровень утилизации к 2011 году в 4-х основных нефтегазодобывающих районах будет меняться следующим образом: в Стрежевском – с 70 до 84%, в Васюганском – с 23 до 95 %, Юг Васюгана – с 28 до 80%. Пудинский регион является самым проблемным, т. к. отсутствует развитая инфраструктура по сбору ПНГ. Уровень утилизации снизится к 2011 г. с 88 до 68%. На месторождениях Пудинского нефтегазодобывающего района, не введенных в разработку, имеются балансовые запасы нефти в объеме более 20 млн.т, с высоким содержанием ПНГ, что является одной из причин по сдерживанию их освоения. В качестве вариантов утилизации ПНГ рассматриваются использование его для подготовки нефти, газовых котельных, выработки электроэнергии на собственные нужды недропользователей, сбора и транспортировки ПНГ по газопроводу по газопроводам Лугинецкое-Парабель и Лугинецкое-Мыльджино со сдачей газа в систему ОАО «Томсктрансгаз». ОАО «Томскнефть» планирует вложить в утилизацию ПНГ до 2012 года 5,7 млрд. рублей. ОАО «Томскгазпром» планирует создание единой инфраструктуры по сбору газа, строительству УКПГ, компрессорной станции и 200-километрового газопровода «Казанское – Мыльджинское», который позволит утилизировать ПНГ со своих месторождений в Пудинском районе в объеме 4,5 млрд. м³ в год.

Таблица 2.

Объёмы утилизации попутного нефтяного газа по предприятиям

№ п/п	Предприятия	Объёмы утилизации ПНГ, млн. м ³					
		2007	2008	2009	2010	2011	Всего
1	ОАО "Томскнефть" ВНК	1527	1504	1548	1690	1865	8134,0
2	НК "Русснефть"	5	9	17	127,73	207,32	366,1
3	ООО "СТС - Сервис"	0,1	0,3	4,4	67,5	148,9	221,2
4	ООО "НордИмперил"	23,9	8,1	10,8	15,5	17,3	75,6
5	ОАО "Восточная трансн. компания"	9,6	13,6	23,7	25	24,5	96,4
6	ОАО "Томскгазпром"	0	0	20	20	20	60,0
7	ООО "Матюшкинская вертикаль"	0,3	0,4	9,6	14,25	25,01	49,6
8	ООО "Газпромнефть-Восток"	2,4	5,5	15,5	17,7	15,8	56,9
9	ООО "Жиант"	0	2,6	4,9	9,8	11,3	28,6
10	ООО "Южно-Охтеурское"	0,5	2,3	3,8	6,4	7,3	20,3
11	ООО "Средне-Васюганское"	1	1,2	2,1	2,4	2,4	9,1
12	ОАО "Томская нефтегазовая комп."	0,5	1,2	1,9	2,3	2,8	8,7
13	ОАО "Томскгеонефтегаз"	0,1	0,2	1	2,6	3	6,9
	ИТОГО	1570	1548	1663	2001	2351	9133

На совместном совещании недропользователей было принято решение по разработке, на условиях софинансирования, ТЭО по совместному сбору и использованию ПНГ Лугинецко-Пудинской группы месторождений. Кроме этого был предложен вариант строительства энергокомплекса на попутном нефтяном газе на Лугинецком месторождении с генерацией электроэнергии в единую энергосистему.

Одним из рациональных путей, по мнению авторов, явилось бы строительство газоперерабатывающего завода (ГПЗ) максимально приближенного к одной из существующих газоконпрессорных станций (ГКС «Мыльджино») с ориентацией всех систем сбора ПНГ на это направление. Это позволило бы сделать газохимическую переработку ПНГ с получением ликвидных продуктов.

Для средних и малых недропользователей поиск и внедрение инновационных технологий явился бы оптимальным путем решения проблемы по утилизации ПНГ.

В ходе проведенного анализа можно выделить группу проблем по рациональному использованию нефтяного попутного газа, где реализация определенных мероприятий организационного, экономического и законодательного характера может способствовать повышению эффективности использования нефтяного попутного газа. Всё это определяет необходимость проведения дополнительного исследования и выявления способов и мер по повышению экономической эффективности использования указанного природного ресурса.

Литература

1. Постановление Правительства РФ от 8 января 2009 г. "О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках". – М., 2009

2. Бузник В.М. Инновационные технологии переработки и использования попутного нефтяного газа. – М.: Издание совета федерации, 2010. – 174с.
3. Гончаров И.В., Новикова Н.В., Монахова А.М., Веклич М.А. Особенности состава попутного газа Восточной Сибири и варианты его использования // Химия нефти и газа. Матер. 7-ой Междунар. конф. 21-26 сентября 2009 г. – Томск, 2009. – С. 557-558.
4. Книжников А.Ю., Кутепова Е.А. Проблемы и перспективы использования нефтяного попутного газа в России. 2010, – М., WWF России. – Москва, 2010. – Вып. 2 ежегод. обзора, – 40 с.
5. Краснов О.С., Скобелина В.П., Аксенов А.Н. Программно-целевой подход к реализации инновационной политики в области переработки попутного нефтяного газа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. –М., 2012. – Т.7. – №1.
6. Экологический мониторинг: Состояние окружающей среды Томской области в 2008 году / Авторы: Гл. ред. А.М. Адам, редкол.: В.А. Коляшкин, С.Н. Воробьев, Н.В.Горина; Департамент природных ресурсов и охраны окружающей среды Том. обл., ОГУ "Облкомприрода" Администрации Том. обл. – Томск: Издательство "Оптимум", 2009. – 144 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА «АЛЕКСАНДРОВСКОЕ-АНЖЕРО-СУДЖЕНСК». Д.Ю.Чернявский

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Развитие нефтегазовой промышленности на основе мощных трубопроводов и эксплуатация их в районах со сложными природными условиями поставили на повестку дня вопросы контроля и оценки прочности и работоспособности этих конструкций. При этом теоретические расчеты прочности магистральных нефтепроводов, закладываемые в проекты, являются ориентировочными, т.к. в принципе не могут учесть всех эксплуатационных факторов.

В России основной объем нефти добывается на северных месторождениях Западной Сибири, Ямало - Ненецкого автономного округа, Республики Коми, обширные территории которых заболочены. Магистральные нефтепроводы, поставляя нефть в центральные районы страны и на экспорт, пересекают водные преграды различной протяженности. Пересечение водных преград чаще всего решается путем строительства подводных переходов.

Подводные переходы магистральных нефтепроводов, несмотря на их сравнительно небольшой удельный вес в общем объеме строительства, относятся к наиболее ответственным участкам этих сооружений. Поэтому к надежности подводных переходов предъявляются высокие требования, так как даже незначительные повреждения переходов с потерей герметичности приводят к тяжелым экологическим последствиям [2,3].

Повышение надежности трубопроводов становится актуальной проблемой на всех этапах: проектирования, сооружения и эксплуатации трубопроводных систем. Весьма важно установить адекватность поведения сооруженного трубопровода под действием эксплуатационных и внешних воздействий расчетной схеме, принятой в нормах и правилах.

Магистральный нефтепровод «Александровское-Анжеро-Судженск» на своем протяжении пересекает 98 водных преград. Участок представляет собой незастроенную, заросшую смешанным лесом территорию вдоль трассы нефтепровода, расположенный на 208 км нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск». Пойма реки широкая, ровная, заболоченная, представляет собой вытянутые чередующиеся между собой невысокие гривы и болота, покрытые кустарником багульника-тальника и березой средней густоты, вдоль русла отмечаются кустарниково-осоковый комплекс. Заболоченность составляет русла составляет 20%, залесенность 90%. Русло реки на участке подводного перехода извилистое, однорукавное, песчаное. Ширина русла в межень 10-15 м, глубина 1,5-2 м.

Целью данной работы является исследование напряженно-деформированного состояния (НДС) подводного перехода заболоченного участка нефтепровода.

Расчет НДС трубопроводных конструкций, базирующийся на методах сопротивления материалов и строительной механики не позволяет провести адекватный анализ прочности трубопроводов топливно-энергетического комплекса с требуемой точностью, а в некоторых случаях может дать неверную качественную картину НДС конструкции. В настоящее время интенсивное развитие получают численные методы, позволяющие значительно расширить класс и постановку решаемых задач за счет более полного учета реальных условий нагружения и свойств используемых материалов. Среди этих методов наибольшее распространение получил метод конечных элементов (МКЭ). К достоинствам МКЭ следует отнести и минимум требований к исходной информации, и оптимальную форму результатов. Учет температурного влияния и работы конструкции не вносит в реализацию метода принципиальных затруднений.

Анализ конструкций с использованием МКЭ является в настоящее время фактически мировым стандартом для прочностных и других видов расчетов конструкций. Основой этого служит универсальность МКЭ, позволяющая единым способом рассчитывать различные конструкции с разными свойствами материалов. Информация, полученная в результате оценки НДС трубопроводов, позволяет определить участки с предаварийной ситуацией (в том числе до появления дефектов) и предпринять все необходимые меры для их устранения, повышая тем самым надежность трубопроводной системы.[1,4,5]

Диаметр исследуемого нефтепровода 1220 мм, рабочее давление 3,7 МПа. Нефтепровод проходит через заболоченный участок. Характеристика материала трубы: сталь 13ГС со следующими механическими характеристиками [4-5]:

$$\sigma_{\text{сп}} = 510 \text{ МПа}, \quad \sigma_m = 335 \text{ МПа}$$

На нефтепровод, кроме рабочего давления, действуют следующие нагрузки: распределенная нагрузка от веса самой трубы с изоляцией и перекачиваемой нефти – q , выталкивающая сила воды – q_b , гидростатическое давление – $q_{\text{гид}}$. В расчетах приняты допущения об отсутствии нагрузок, действующих в зимний период и температурного влияния на нефтепровод.

Расчетная схема представлена на рисунке 1 и представляет собой место перехода нефтепровода из грунта в воду.

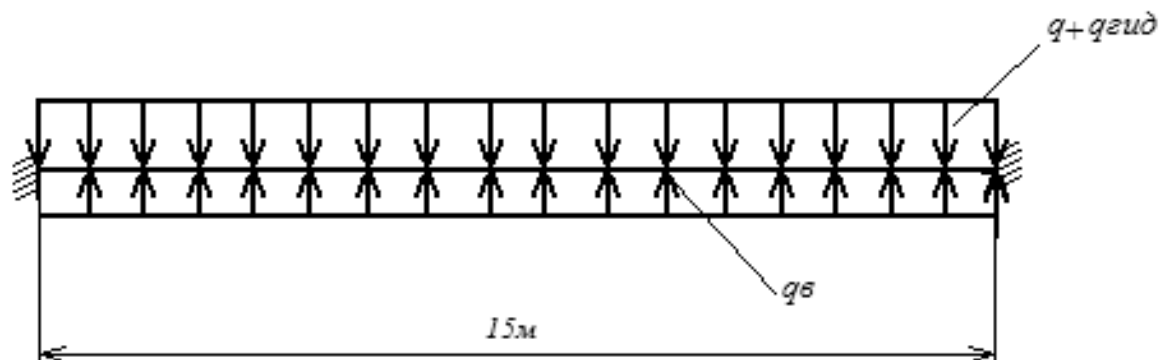


Рисунок 1. Расчетная схема нефтепровода.

Результаты расчета представлены на рисунках 2 и 3.

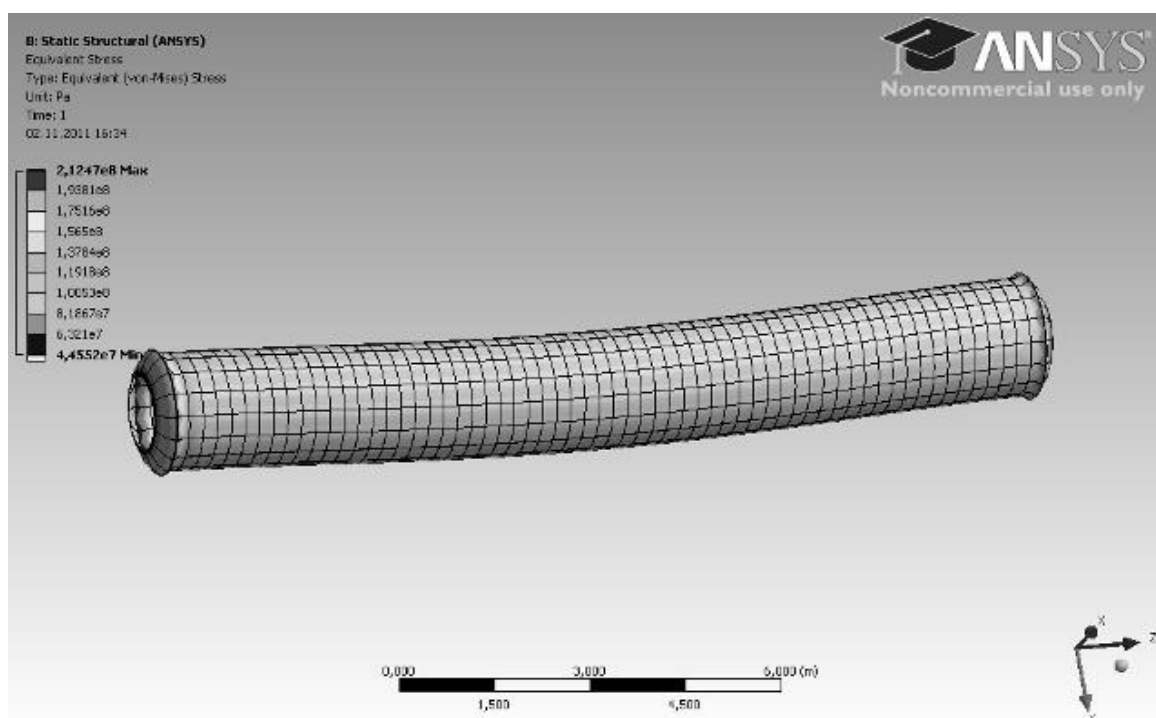


Рисунок 2. Расчетные напряжения по Мизесу на исследуемом участке.

Рассчитав исследуемый участок нефтепровода, проверим соответствие расчета модели в Ansys общепринятым. Для этого используем созданную модель участка нефтепровода. Приложим только расчетное давление и произведем расчет по кольцевым напряжениям.

Результаты расчета приведены на рисунке 4.

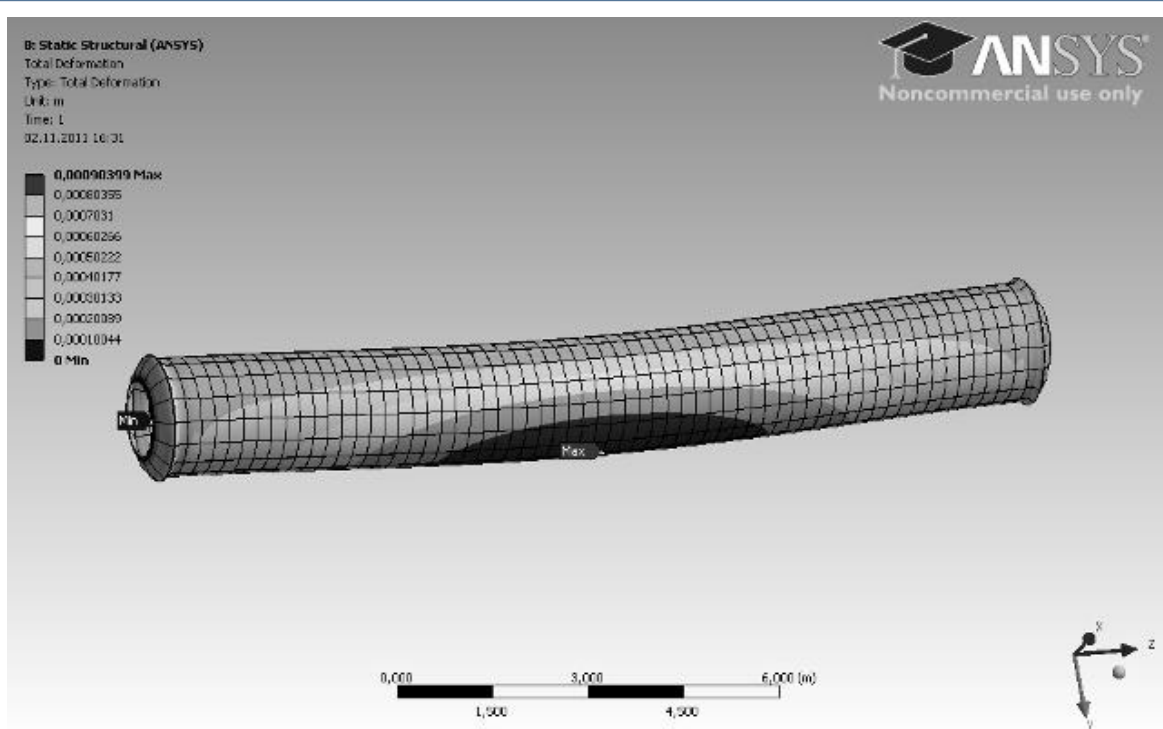


Рисунок 3. Суммарные перемещения.

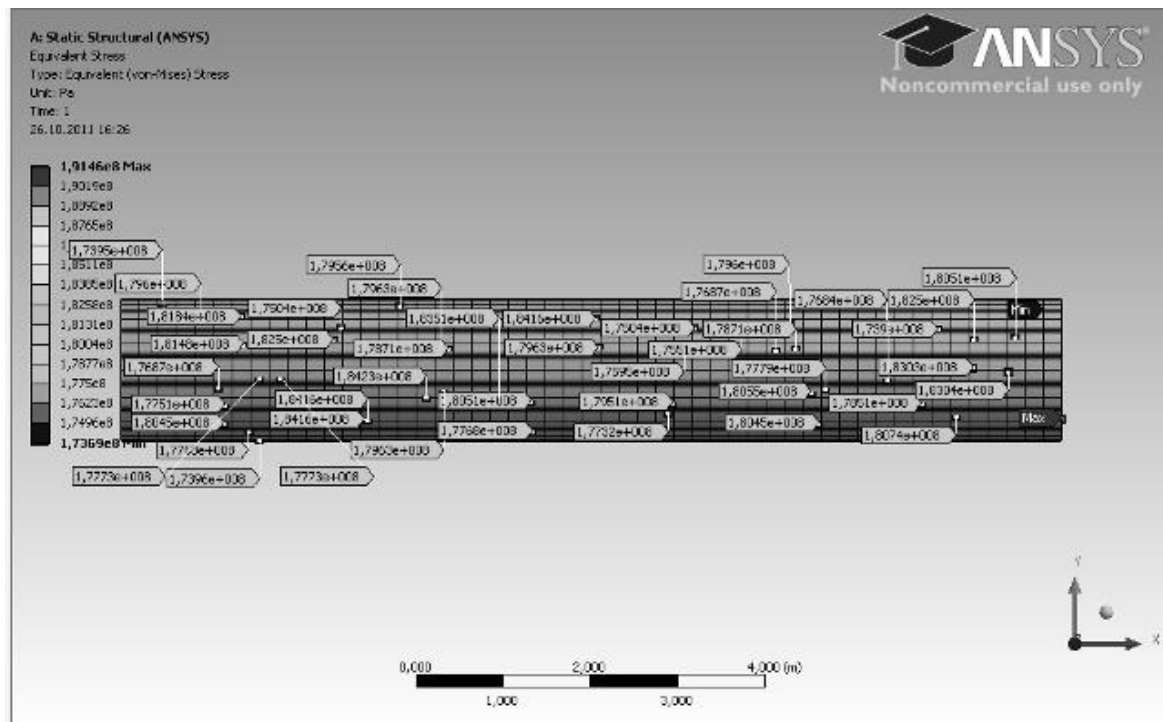


Рисунок 4. Кольцевые напряжения в нефтепроводе

Максимальные кольцевые напряжения участка нефтепровода под действием расчетного давления по методу конечных элементов:

$$\sigma_{\text{эксп}} = 191 \text{ МПа}$$

Кольцевые напряжения по расчету:

$$\sigma_{\text{рас}} = 180 \text{ МПа}$$

Погрешность расчета:

$$\Delta = \frac{\sigma_{\text{эксп}} - \sigma_{\text{расч}}}{\sigma_{\text{эксп}}} \cdot 100\% = \frac{191 - 180}{191} \cdot 100\% = 5,7\%$$

Таким образом, принятая модель дает адекватный результат.

Распределение суммарных перемещений и напряжений, полученных в расчете, представлены на рисунках 5 и 6.

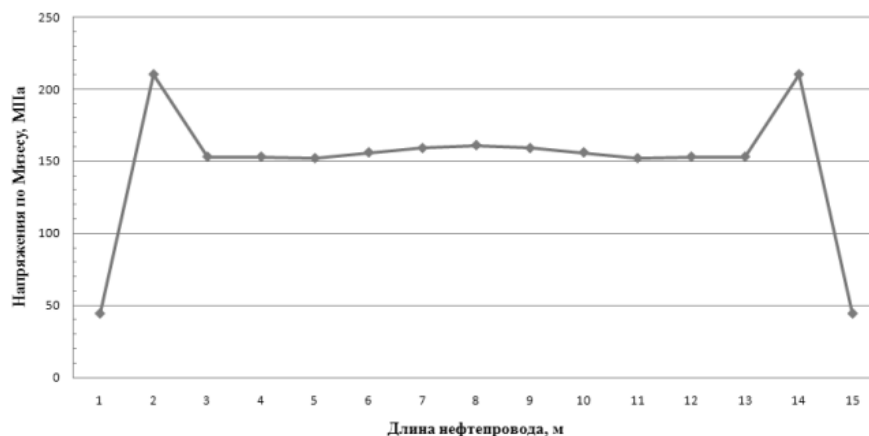


Рисунок 5. Распределение напряжений по длине нефтепровода.

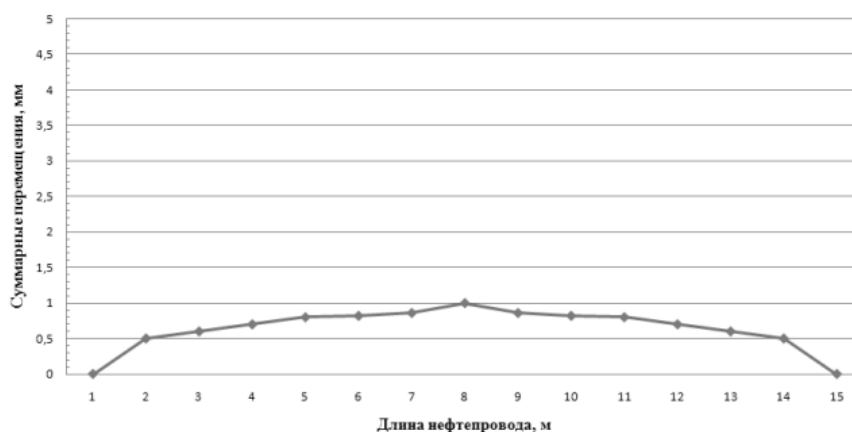


Рисунок 6. Распределение суммарных перемещений по длине нефтепровода.

Из полученных и представленных результатов можно сделать следующие выводы:

- наиболее опасное сечение нефтепровода находится в месте перехода из одной среды в другую; здесь наблюдаются максимальные напряжения, снижающие уровень надежности нефтепровода;
- суммарные перемещения переменны по длине трубы, и существенно зависят от действия распределенных нагрузок от веса самой трубы и перекачиваемой нефти, а также гидростатического давления и выталкивающей силы воды. Наиболее опасное сечение находится в центре нефтепровода.

Литература:

1. Басов К.А. ANSYS в примерах и задачах [Текст]. – М.: Компьютер Пресс, 2002. – 224 с.
2. Бурков П.В., Епифанцев К.В. Исследование напряженно-деформированного состояния верхнего перекрытия механизированной крепи МКЮ.2Ш-26/53 производства ООО «Юргинский машзавод» // Инновационные технологии и экономика в машиностроении: Труды VII Всероссийской научно-практической конференции с международным участием - Юрга, ЮТИ ТПУ, 21-22 мая 2009. – Томск: Изд. ТПУ, 2009. –С. 637-640
3. Методические указания по освидетельствованию и идентификации стальных труб для газонефтепроводов. ВРД 39-1.11-014-2000.
4. Чигарев А.В., Кравчук А.С., Смалюк А.Ф. Ansys для инженеров: Справ.пособие. –М.: Машиностроение 1, 2004. – 512 с.
5. Шаммазов А. М., Мугаллимов Ф. М., Нефедова Н. Ф. Подводные переходы магистральных нефтепроводов. – М., 2000. – 237 с.

**REMOTE CONTROLLABLE NANOSTRUCTURED SYSTEMS FOR SITE SPECIFIC DELIVERY
AND DIAGNOSTICS**

Gleb B. Shukhorukov, Full Professor in Mech. Engng and Biomed. Materials
*Head of the Centre for Materials Research, School of Engineering and Materials Science, Queen Mary,
University of London, London, United Kingdom*

Background

One of the challenges in the nanobiotechnology field is development of nano-sized delivery systems comprising different functionalities. These systems should enable to ship and to carry bioactive substances to pre-defined site and unload it in designed time and place. One of the challenging tasks is to build multifunctional particles or vesicles enabling to navigate in living organism using external remote controlling internal guides. It might seem that such functionality is in the far future but in fact it is becoming increasingly realistic. Significant progress has been achieved in the field of fabrication/engineering of nano- and microcarriers for active components such as catalysts, drugs, enzymes and DNA. Techniques for encapsulation and release comprise liposomes, including cationic liposomes for complexation the nucleic acids, polymer-based delivery systems with adhered active molecules, block-co-polymers forming vesicles for encapsulation, organic micro- and nanoparticles enabling release upon degradation and other core/shell systems [9]. However, these techniques often have limited applications owing to very specific material chemistry to be used. Many bioactive compounds fail from a practical aspect due to their inability to be delivered to the appropriate cells and tissues because of the lack of specificity, metabolic stability or bioavailability. The administration of compounds themselves is problematic and suitable delivery vehicles must be sought. Another issue relevant to elaboration of carrier systems is micropackaging. Active substances should be encapsulated into confined volumes and act either due to release upon certain conditions or to function being surrounded by protective shells. Obviously, such delivery systems should possess multiple functionality and combination of different functions into one carrier/vesicle would provide a new type of delivery system. This would enable more efficient drug transport by guiding the carriers to designated types of cells or tissues (see Scheme).

Such carriers could also explore the surrounding media and be activated by external triggers to start a (bio)-chemical reaction at a predefined site. Is it a realistic concept today? Yes, there were severe attempts to combine many functions in one vesicle. The simplest way is to have two functions, one being responsible for delivery/manipulation and another to carrying active substances. Magnetic liposomes or magnetic carriers with immobilized receptors have already been used. Liposomes could be engineered to be responsive to surrounding. The polymers can carry drugs and then release drug molecules once they reach area with certain pH. However, can this concept of functional carriers be broadened regarding more functions, wider classes of chemicals to operate with and a more general use?

At present, a novel approach to fabricating nano-engineered vesicles (capsules) has been developed in past decade by prof. G. Sukhorukov and co- workers [12]. The method is based on the layer-by-layer adsorption of oppositely charged species, mainly polyelectrolytes (PE) or macromolecules on colloidal particles. These multilayers can be made out of a variety of layer constituents, such as synthetic and natural PEs, proteins, nucleic acids, nanoparticles, lipids, multivalent dyes, hence the build-up is extremely modular with regards to tailor the functional constituents into capsule wall. The shell thickness being determined by the layer number is defined in the range of a few nanometers. The core of the particles can already contain substances to be encapsulated or can be dissolved leaving hollow capsules which can be re-filled with substances of choice using tuneable permeability properties proving by functionalized multilayers. The variable size of the capsules can be fully controlled from 50nm to tens of microns. Defined capsule shell capsules provide controlled release in response to pH, temperature, ions and metabolites such as sugars.

Simplicity of surface functionalization of capsules, what implies just incorporation of last layer with certain functional groups makes these capsules attractive for intracellular cell delivery (see Fig.1).



*Fig. 1. Up-taken PE capsules
fluorescently labeled adsorb on
nuclei inside Breast Cancer cells.
Capsule size 5 μ m*

Capsules made of biodegradable polymers like polypeptides and polysaccharides are gradually degraded while delivered to the cells and release their content with time at given composition and thickness. Incorporation of set of enzymes makes these capsules a good model of cell organelles where incoming substrate can be converted via sequential enzymatic reaction to product which could leave the capsules. Micron-sized bioreactor based on encapsulated technology serves as sensing elements for different metabolites when conversion of this metabolite is coupled fluorophore sensitive dye enable to sense the products the metabolite can produce. For instance presence of urea can be sense by capsules containing urease and pH sensitive dye to register pH change produce by enzyme driven urea cleavage. Such sensitive capsules can be used as “*Smart Tattoo*” systems enabling simultaneous screening on number of biochemical compound. Embedded close under skin with access to blood circulation substances these “*Smart Tattoo*” could report almost non-invasively about biochemical processes by just optical readout devices attached back to skin.

A key advantage over many conventional encapsulation techniques is ability for remote navigation and activation of encapsulated materials. Indeed, inorganic nanoparticles incorporated in polyelectrolyte shells are susceptible for such remote physical influence as magnetic field, light, ultrasound and possibly RF radiation. Entire capsule containing magnetic nanoparticles in the wall is navigated by magnetic field. Light absorption of NP incorporated in multilayer film leads to local heat and hence disruption of PE shells. Both gold and magnetic nanoparticles can be combined together for magnetic navigation and light rupture of capsules as shown in joint preliminary work of QMUL and SSU [6]. The susceptibility of metals or semiconductors NPs for vis/near infrared irradiation can be tuned in a range of a few nanometers, which makes possible the activation of different capsules (containing particular NPs) and the release of different encapsulated materials just optically by switching the wavelengths of laser irradiation. Use of ultrasound envisaged because composite organic/inorganic materials undergo significant stress due to the density gradient across the films, while being exposed to sonication. Inorganic NPs embedded within a PE multilayer lead to breakage of the entire multilayer capsule wall and to release of encapsulated materials. Light induced release of bioactive materials has been demonstrated inside biological cells to interfere with intercellular processes [11]. Use of infrared light is harmless and could go deep under skin layer what envisage its potential application.

The possibility of tailoring different functionalities opens an avenue in versatile biological and medical applications. At present, biofriendly capsules have been tested on animals and only very mild inflammatory response was seen [5]. Longer circulation time in blood might be achieved by pegylation of capsule surface. Unlike particles used as delivery systems these capsules are able to deform and squeeze through narrow vessels. Although not yet proved for clinical study these capsules represent a good material for intracellular delivery of protein and nucleic acid based vaccine as **Trojan horse**. Once in the cells the shell is degraded and release of vaccine causes immunological response.

View on multilayer capsule technology gives an impression that can be considered for implementation in biomedical application. For instance, remote control and release activation by infrared or ultrasound of capsules being delivered using magnetic fields appear to be a breakthrough in development of “smart delivery systems”, whose probable cost could be less irrelevant. From a scientific point of view the fabrication of such complex “tool-box” for almost non-invasive sensing will attract the attention for in-situ sensing and exploring the biological environment within cells or tissue or floating as micro-submarine in blood to report and “fix” wrong vessels and cells that now appears more realistic future. Multifunctional cages with designed surfaces for use as carrier systems in vitro and in vivo with remote stimuli controlled activation will have a strong impact in many areas, for instance in biomaterials and tissue engineering, carrier systems are of interest due to the possibility of the site specific release of drugs in order to support healing and integration. However, at the moment there is a need to build-up a robust systems enable encapsulation, delivery, sensing and release with external guidance to test it systematically on cell level and in vivo.

Aims of incorporated researches

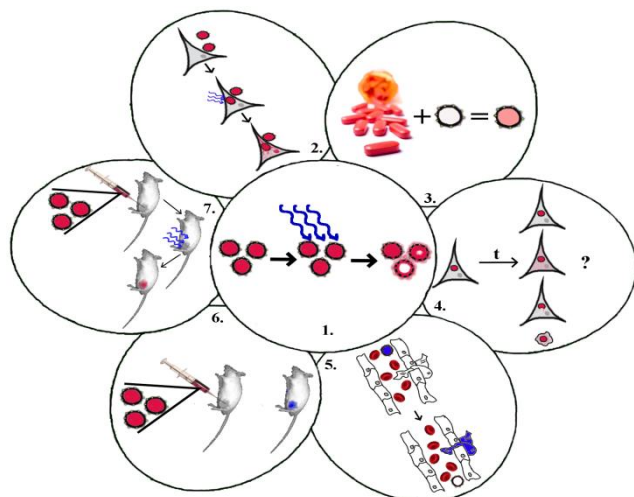


Fig. 2. Subtask scheme illustration.
 1 - Fabrication and characterization of nanostructured materials with remote activated properties for envisaged biomedical application;
 2 - Intracellular tracking and control of capsules;
 3 - Fabrication of composite vesicle (polymer + nanoparticles) containing substances of biological importance for therapy;
 4 - Toxicology / degradation study on the different level including cell level;
 5 - Concept of responsive and sensitive micron sized “Submarine” to explore biological media.
 6 - Developing of visualization protocols for animal trials;
 7 - Proof of concept on remotely controlled delivery of nanostructured delivery systems in vivo.

Main objective of proposal is to fabricate interactive nanoengineered systems (carriers) based on designed assembly of nanostructured materials and enable to remote controlled delivery of substances of biological importance and interrogation. These systems are aimed to navigate, activate the release of biologically active molecules and to report about local environment based on optical, ultrasound, radiofrequency and magnetic addressing, signalling and imaging. Application of remote controllable on delivery to cells, monitoring intracellular traffic, animal study on delivery to certain sites and organs and toxicity issues are major targets of the proposal.

Proposal performance is divided into 7 subtasks (Fig.2) involving synthesis, assembly of nanostructures and polymers, fabrication of vesicles (capsules) enabling encapsulation of drugs, other bioactive materials and sensing elements, delivery to cells, tissues and study on circulation behaviour in animals and toxicity estimation.

These subtasks confine relevant milestones which are to be reached within certain timeframe.

Milestones (Subtasks)

1. Fabrication and characterization of nanostructured materials with remote activated properties for envisaged biomedical application.

This part of the proposal is aimed at fabrication of multifunctional capsules or vesicles as intelligent drug or sensor carriers. The main objective is to develop the remote activated release nanostructures enable to respond to external physical or chemical stimuli such as light, ultrasound, pH, etc.

The concept is that the polyelectrolyte capsule shells can be engineered as structures susceptible to an external physical and chemical impact due to embedded inorganic nanoparticles (NP). In particular, metal nanoparticles can be easily heated by a laser operating at the plasmon-resonant wavelength that can be tuned to a desired spectral band by variation in particle shape and structure [8]. Other possibilities can be related with use of ultrasound which results on composite capsule rupture followed by release of encapsulated materials [10]. If capsules contain encapsulated materials, laser irradiation or other external stimuli would lead to capsule burst and release of encapsulated material.

For **optically** activated microcapsules, specific tasks are as follows:

- Theoretical and experimental study of fabrication protocols, optical properties and functionalization of gold, composite silver/gold and SiO₂/Gold/SiO₂ nanoparticle with plasmon resonances tunable across vis-NIR (400-1000 nm). In particular, experimental data on synthesis and optical properties of silver nanocubes and gold-silver nanostructures based on silver cube templates will be presented.
- To select NPs with higher photothermal efficiency, we plan to investigate the laser heating kinetics for three particle types, namely for gold nanorods, silica/gold nanoshells, and gold nanocages. In addition to metal nanoparticles, we plan to use carbon nanotubes covered by a thin gold nanolayer. These particles can ensure not only photothermal release but controllable mechanical properties of capsules as well.
- The ultimate goal is to develop nanocomposites with maximal sensitivity to the external laser irradiation, i.e. with minimal laser light fluencies that ensure the microcapsule opening.

In addition to microcapsule composites, nanoparticle bioconjugates can be engineered as carriers for targeted cellular uptake. For instance, recent studies reported size dependent [7], shape dependent [1], and composite dependent [3] cellular uptake. Furthermore, the open structure of nanocages can be used as nanocontainers or nanocatalysts. At present, the studies of such possibilities are still in infancy stage. Accordingly, we plan to evaluate these possibilities with using silver/gold nanocages obtained by a galvanic replacement method and silver nanocube templates.

For **ultrasound** activated microcapsules, specific tasks are as follows:

- To study the influence of the particle volume fraction, the ultrasound frequency and its power on ultrasound susceptibility of composite microcapsules.
- To test a new class ultrasound piezoelectric nanoparticle sensibilizers (e.g., zinc oxide).
- To increase the ultrasound treatment efficiency by variation in the dielectric permeability of dispersive medium (e.g., by using water-glycerol mixtures) or by using brush-polymers to enhance the inhomogeneous distribution of inorganic phase within microcapsules.

We also plan to conduct feasibility study on modification of composite (gold nanoparticles/polymer) capsule permeability by **radiofrequency** irradiation of different range and intensity. Possibility of radiofrequency induced heating gold nanoparticles and curing cancer has been reported recently [2] what give option to exploit this effect on composite capsules.

2. Intracellular tracking and control of capsules.

- Size-dependent biocompatibility and phagocytosis of microcapsules in terms of interaction between capsules and blood cells.
- Movement of capsules through viscous liquid in capillary tubes: visualization and control (aggregation phenomena, effects of inhomogeneous magnetic field, interaction with blood cells under application of magnetic field).
- Visualization of capsules in cells and tissues with use of fluorescent dyes and quantum dots (QD) and confocal microscopy technique: comparison of QD and dyes effectivity and detail analysis of correlation between QD (dye) and capsules chemical nature as well as optimal QD:capsules ratio.
- Enhancement of fluorescence intensity by using near-field excitation for plasmonic nanoparticle-dye conjugates.

- Penetration of capsules into various model tissues (skin, cartilage, etc.) and phantoms.

3. Fabrication of composite vesicle (polymer+nanoparticles) containing substances of biological importance for therapy.

Targeting to a specific cell is an actual task for development of delivery systems by specific (receptor-mediated) adhesion or guided by external (e.g., magnetic) field. After defined localization the uptake mechanism might start. At present there are very few experimental data on the interaction of PE capsules with biological cells. Research towards the feasibility of substance delivery in PE vesicles to specific cells/tissues as well as the development of long-circulating capsules is the scope of this project, including the following specific tasks:

- Surface functionalization of capsules with specific ligands, for instance RGD peptide, as well as fabrication of long-circulating and stable capsules coated with PEG layers.
- Fabrication of microcapsules with relatively small number of PE layers by using chemical cross-linking approach, brush-polymers, and ionic surfactants.
- Fabrication of composite microcapsules containing plasmon-resonant nanocages loaded by photodynamic dyes.
- Fabrication of microcapsules loaded with bioactive compounds of different nature (cytostatics, peptides and large proteins), or DNAs and RNAs.

4. Toxicology/degradation study on the different level including cell level.

Recent advances in synthesis and biomolecular functionalization of nanostructured materials have led to a dramatic expansion of their potential biomedical applications. As the range of such nanocomposites and their applications continues to increase, human safety concerns are gaining attention, which makes it necessary to better understand the potential toxicity hazards of these novel materials [4].

In this project, we plan the following studies:

- A detailed analysis of data on the in vitro and in vivo biodistribution and toxicity of most popular gold nanoparticles. Emphasis will be placed on the systematization of data over particle types and parameters, particle surface functionalization, animal and cell models, organs examined, doses applied, the type of particle administration and the time of examination, assays for evaluating gold particle toxicity.
- Evaluation of toxicity effects for inorganic components of PR microcapsules such as magnetic and piezoelectric particles as well as polyelectrolyte solutions and complexes.
- Evaluation of microcapsules toxicity.

5. Concept of responsive and sensitive micron sized “Submarine” to explore biological media.

Construction of sensitive and responsive capsules for surrounding media and external influence. Elaboration of capsules with feed-back responsive systems of biological importance – response to metabolite, oxygen, sugar, pH and others. There are two possible response types realized in capsules technology. First the capsules could contain sensitive dye (fluorophores or Dimroth-Reichardt probe) which optical properties respond to surrounding media. Capsules filled with pH, ion, oxygen or media polarity sensitive dye can report optically and in the same time being placed in certain sites, mainly underskin. Also, for these metabolites, which can not be measured directly we plan to employ enzymatic reaction in the capsules to convert them in the product which can be registered optically. Capsule with encapsulated urease convert urea to ammonium ions what raise the pH and can be registered. Encapsulated enzymes are protected by shell which is permeable for analytes. We plan to explore this concept of fabrication capsules as miniaturized sensors.

Second approach in responsive capsules fabrication is to utilize responsive polymers in shell composition. Capsule can be engineered to change their permeability in change of temperature, pH, sugar and CO₂ concentration and hence to upload their content. In this task we plan to conduct feasibility study for fabrication of responsive capsules to other substances of biological importance, such as oxygen, urea, lactate, Ca- ions, NADH, glucose, hydrogen peroxide and others.

6. Developing of visualization protocols for animal trials.

Application of different methods for tracking of injected capsules. In frame of this task we plan to optimize composition of capsules as to have been elaborated in tasks 1-4, its size for visualization by different method for visualization. Proper animal facilities will be sought.

- Visualisation of capsule *in vivo* using different method for capsules containing magnetic and metal nanoparticles in the wall.
- Feasibility study of magnetic field capsule retention at define area with its visualisation with abovementioned methods.
- Application of bioluminescence for capsule visualisation and release in *in vivo* experiments. Exploitation of luciferase filled capsules to monitor capsule location in *in vivo*.

7. Proof of concept on remotely controlled delivery of nanostructured delivery systems in vivo.

This task tackles a final goal of the project. Functional capsules containing model drug molecules will be injected in the body and later navigated into designated place or retained at defined location with subsequent release of encapsulated materials. Summarizing results from previous tasks the capsules of selected composition will be subjected for animal study. Circulation, stability and accumulation of capsules in organs (liver, lung), immunological response and external addressing will be investigated. Capsule positioning in body will be combined with elaborated of external triggering device for addressing by light, ultrasound or RF applied for *in-vivo* experiments.

In particularly we use different administration routes for delivery as well as sensing:

- blood injected, monitoring circulation and retaining capsules with magnetic field and activated release by ultrasound or possibly light-guide;
- subcutaneous injection with later external triggering release by ultrasound or light;

- underskin injection of two sorts of capsules: capsules sensitive to metabolite like oxygen and ions and to be able to monitor its presence and underskin placed light addressable capsules enabling to release-on-demand.

References

1. Bartneck M., Keul H. A., Zwadlo-Klarwasser G. and Groll J., Phagocytosis independent extracellular nanoparticle clearance by human immune cells. *Nano Lett.*, 10, 59–63 (2010).
2. Caridinal J et al., Noninvasive radiofrequency ablation of cancer targeted by gold nanoparticles, *Surgery*, 144 (2) 125-132 (2008).
3. Cho E.C., Au L., Zhang Q., Xia Y. The effects of size, shape, and surface functional group of gold nanostructures on their adsorption and internalization by cells. *Small*, 6, 517-522 (2010)
4. Fadeel B. and Garcia-Bennett A.E. Better safe than sorry: Understanding the toxicological properties of inorganic nanoparticles manufactured for biomedical applications *Adv. Drug Deliv. Rev.*, 62, 362–374 (2010).
5. De Geest B.G., De Koker S., Sukhorukov G.B., Kreft O., Parak W.J., Skirtach A.G., Demeester J., De Smedt S.C., Hennink W.E. Polyelectrolyte microcapsules for biomedical applications, *Soft Matter*, 5 (2), 282-291(2009)
6. Gorin D.A., Portnov S.A., Inozemtseva O.A., Luklinska Z., Yashchenok A.M., Pavlov A.M., Skirtach A.G., Möhwald H., Sukhorukov G.B. Magnetic/gold nanoparticle functionalized biocompatible microcapsules with sensitivity to laser irradiation. *PCCP*, 10, 6899–6905 (2008)
7. Jiang W., Kim B. Y. S., Rutka J. T., Chan W. C. W., Nanoparticle-mediated cellular response is size-dependent *Nat. Nanotechnol.*, 3, 145–150 (2008).
8. Khlebtsov N. G., Dykman L.A. Optical properties and biomedical applications of plasmonic nanoparticles. *J. Quant. Spectr. Radiat. Transfer* 111, 1-35 (2010).
9. a) Langer, R and Tirrell, D.A. Designing materials for biology and medicine *Nature*, 428, 487-492 (2004); b) Torchilin, V.P. Recent advances with liposomes as pharmaceutical carriers *Nature Reviews Drug Discovery*, 4, 145-160 (2005); c) Hawker C.J. and Wooley, K.L. The convergence of synthetic organic and polymer chemistries *Science*, 309, 1200-1205(2005).
10. D.G. Shchukin, D.A. Gorin, H. Möhwald Ultrasonically Induced Opening of Polyelectrolyte Microcontainers *Langmuir.*, V.22., №. 17, P.7400-7404. (2006)
11. Skirtach, A.G., Muñoz Javier, A., Kreft, O., Köhler, K., Piera Alberola, A., Möhwald, H., Parak, W.J., Sukhorukov, G.B. Laser-Induced Release of Encapsulated Materials inside Living Cells. *Angewandte Chemie Intern. Ed.*, 45, 4612-4617 (2006)
12. Sukhorukov, G.B., Donath, E., Lichtenfeld, H., Knippel, E., Knippel, M., Budde, A. and Möhwald. H: Layer-by-layer Self-Assembly of Polyelectrolytes onto Colloidal Particles. *Colloids and Surfaces A* 137, 253-266 (1998).

ГЕОЭКОЛОГИЯ, ОХРАНА И ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

ОЦЕНКА СОДЕРЖАНИЯ ХИМИЧЕСКИХ ЭЛЕМЕНТОВ В ЛИСТВЕ ТОПОЛЯ ЧЕРНОГО В
Г. ПАВЛОДАР И ПАВЛОДАРСКОЙ ОБЛАСТИ

Ж.Е. Абикеева

Научный руководитель доцент Н.В. Барановская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В современных условиях негативное влияние антропогенного фактора на окружающую среду представляет серьезную проблему, изучению которой все больше и больше стали уделять внимание. Возрастающее количество техногенного загрязнения биосферы связано в основном с деятельностью промышленных предприятий, расположенных в жилых районах городов и практически не имеющих санитарно – защитных зон. Это создает сложную геоэкологическую ситуацию [1]. Растительность этих территорий испытывает сильное техногенное воздействие и активно впитывает из воздуха и почвенных растворов неспецифические «техногенные» элементы, поставляемые этими предприятиями. Обладая высокой чувствительностью к этим техногенным явлениям, растения оказались хорошими биоиндикаторами состояния окружающей среды с точки зрения загрязнения ее тяжелыми металлами [2].

Цель работы: изучить элементный состав листвы тополя для прогнозирования состояния урбанизированных территорий и выявления специфики накопления элементов.

Для реализации поставленных целей необходимо выполнение следующих задач:

1. Изучить элементный состав листьев тополей г.Павлодар и Павлодарской области различных годов отбора проб;
2. Провести сравнительный анализ в накоплении элементов листьями тополей различных годов отбора проб.

Одним из важнейших индикаторов загрязнения окружающей среды урбанизированных территорий являются древесная растительность. Крупные города, являющиеся часто и промышленными центрами, имеют ряд проблем связанных с загрязнением всех природных сред [3]. Для оценки загрязнения регионов используют различного рода показатели, но наиболее достоверным и эффективным для городских условий можно считать метод изучения элементного состава золы древесной растительности, произрастающей на данной территории [4].

Отбор проб и анализ листвы тополя черного осуществлялся в городе Павлодар и Павлодарской области. В зольном остатке определяли содержание химических элементов в соответствии с методом инструментального нейтронно-активационного количественного химического анализа в лаборатории кафедры геоэкологии и геохимии.

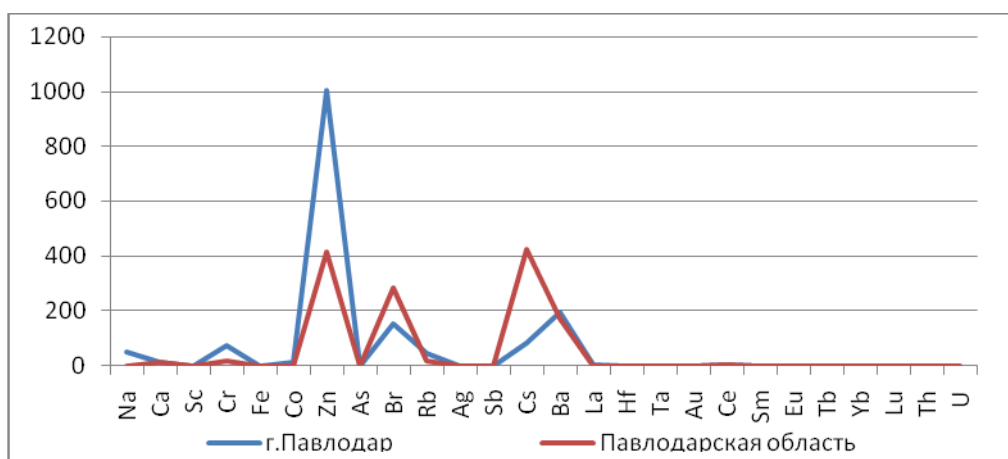


Рис. 1. Диаграмма распределения химических элементов в листьях тополя г. Павлодар и Павлодарской области

Анализ полученных материалов показывает, что на территории г. Павлодар и Павлодарской области наблюдается неравномерное распределение практически всех изученных элементов. Видно повышение концентраций Na, Cr, Zn, Br, Rb, Br в г.Павлодар. Наличие этих элементов объясняется техногенной нагрузкой. Эта местность включает ряд крупных предприятий с различной промышленной базой.

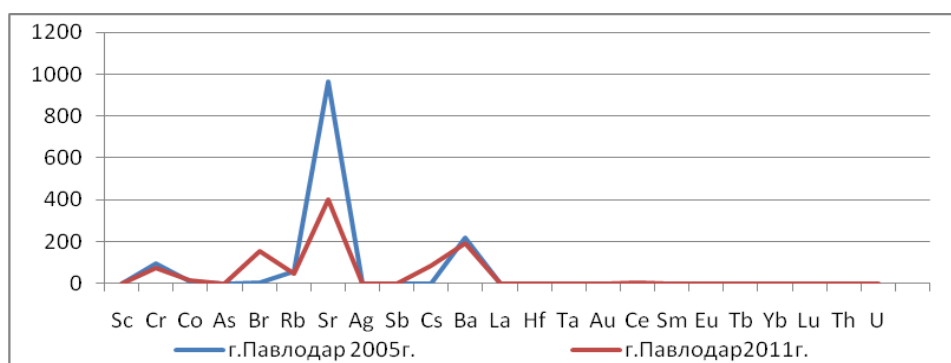


Рис. 2. Диаграмма распределения химических элементов в листьях тополя г.Павлодар (2005-2011гг.)

Годовые отличия распределения химических элементов в г.Павлодар представлены на рисунке 2. Здесь видно повышение концентраций Co, Br, Cs, Ta, Ce, U в 2011 году по сравнению с 2005г. Увеличение концентраций элементов объясняется расширением промышленных зон, открытием новых предприятий. Также отмечаются снижения концентрации в 2011 году литофильных элементов (Sc, Cr, Rb, Sr, Ba).



Рис. 3. Диаграмма распределения химических элементов в листьях тополя Павлодарской области (2005-2011гг.)

Результаты исследования показали, что наблюдается понижение концентраций элементов в листьях тополя черного Павлодарской области в 2011 г. по сравнению с 2005г. по Sc, Co, Rb, Ba, Sm, Eu, Th. Но также видны повышения накопления в зольном остатке листьев тополя черного (2011г.) химических элементов относящихся к различным геохимическим классам (рис. 3). Литофильные элементы – Br; Cs; Ta;U, а также халькофильный элемент – Zn.

Проведенные исследования позволяют сделать следующие **выводы**:

Растения наиболее чувствительные биообъекты, они первые испытывают на себе антропогенное воздействие. Выполненные исследования позволили выявить тенденции в накоплении элементов древесной растительностью по местам и годам отбора проб. Был определен химический состав листьев тополя черного на территории г. Павлодар и Павлодарской области, характеризующийся повышенным содержанием таких элементов как Yb, La, Sr, Rb, Ce, Sc, Ba, Zn, Cr.

Полученные данные по содержанию элементов в зольном остатке листьев тополя черного показали:

- Пробы, отобранные в г. Павлодар в 2005г., характеризуются увеличением концентраций таких элементов как Co, Br, Cs, Ta, Ce, U по сравнению с 2011г.;
- В Павлодарской области в 2011г. выявлено повышение концентраций литофильных элементов Br; Cs; Ta;U по сравнению с 2005 г.;

Полученные, в ходе исследования, данные позволяют определить широкий спектр распределения химических элементов, а также проанализировать концентрации накопления этих элементов в древесных растениях г.Павлодар и Павлодарской области. Специфика выявленных химических элементов и увеличение их концентрации обуславливается техногенной нагрузкой исследуемой территории.

Литература

1. Жиров В.К., Голубева Е.И., Говорова А.Ф., Хаитбаев А.Х. Структурно-функциональные изменения растительности в условиях техногенного загрязнения на крайнем севере. – М.: Наука, 2007. – 166 с.
2. Кабата-Пендиас А., Пендиас Х., Микроэлементозы в почвах и растениях. – М.: Мир, 1989. – 438 стр.
3. Карташов А.Г. Биоиндикация экологического состояния окружающей среды. - Томск: Водолей, 2005. – 391 с.
4. Ткалич С.М. Некоторые общие закономерности содержания химических элементов в золе растений // Биогеохимические поиски рудных месторождений. – Улан-Удэ: СО АН СССР, 1969. – С. 83–90.

КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА АНТРОПОГЕННОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПОЧВЕННО-РАСТИТЕЛЬНОГО ПОКРОВА НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ ТЕРРИТОРИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**М.Н. Алексеева, Л.И. Сваровская, И.Г. Яценко**

Научный руководитель заведующая научно-исследовательским информационным центром ИХН СО РАН И. Г. Яценко

Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук (ИХН СО РАН), г. Томск, Россия

Анализ официальных данных по аварийности в системе нефтесбора на территории Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО) показал, что в среднем за год происходит от 1600 до 2000 аварий. В результате аварий на трубопроводном транспорте загрязнено от 700 до 840 тыс. га территории Западной Сибири [4]. Наибольший вклад в загрязнение почв и угнетение растительности вносят углеводороды (нефть и нефтепродукты), хлориды и сульфаты [1, 2]. Грунт и почвенный покров ХМАО отличаются высокой обводненностью и сильной заболоченностью и характеризуется повышенной кислотностью, преобладанием восстановительных условий в профиле, широким распространением торфяных горизонтов.

Цель данной работы: характеристика антропогенного загрязнения почвенно-растительного покрова при авариях в системе нефтесбора на основе собственных исследований и литературных данных.

Анализ концентрации нефтепродуктов в пробах почвы, отобранных на территории ХМАО за период 2004-2009 гг., показал умеренное углеводородное загрязнение (до 1000 мг/кг) в подавляющем количестве измерений (от 83,1 до 94,3 %) [4]. К категории высокой нефезагрязненности почв с концентрацией загрязняющих нефтепродуктов более 5000 мг/кг относятся от 0,3 до 2 % почвенных образцов. Повышенная концентрация загрязняющих нефтепродуктов (5864,7 мг/кг) отмечена на Советском месторождении (200 м на юго-восток от куста 47) и на 5-ти участках Самотлорского месторождения с концентрацией загрязняющих нефтепродуктов 5185-6381 мг/кг, что превышает ПДК в 1,1–1,28 раз.

При эксплуатации большинства месторождений для вытеснения нефти с целью поддержания внутрислоевого давления в нефтеносные пласты закачиваются огромные объемы минерализованной воды. Поэтому, при аварийных ситуациях на промысловых нефтепроводах загрязнение почвы и водной поверхности состоит из нефти (всего 3–5 %) и пластовой воды (95–97%). Общая минерализация извлекаемых из скважин пластовых вод месторождений Западной Сибири составляет 20 - 30 г/л. Наибольшую экологическую опасность для биоценозов представляют хлориды, содержащиеся в промышленной воде, в связи с их высокой токсичностью. Хлориды и нефть оказывают угнетающее действие на растительность и почвенную микрофлору. На дренированных суходольных землях соли вымываются за 1–2 года, на болотах, особенно бессточных или при слабом внутрислоевом стоке, они могут оставаться как основной токсикант десятки лет даже после ликвидации нефтяного загрязнения [1]. За период 2004–2009 гг. отмечено, что концентрация хлоридов в почвенных пробах в границах лицензионных участков определялась в широком диапазоне от 0,0005 до 20717,2 мг/кг. Средние годовые концентрации варьируют от 37,2 до 105,6 мг/кг, средние фоновые – от 17,1 до 86,5 мг/кг.

Изменение уровня загрязнений хлоридами на месторождениях связано с числом аварий на промысловых и магистральных нефтепроводах и зависит от объема разлива пластовой воды и нефти. Установлено, что на нефтедобывающей территории наблюдается общая тенденция к увеличению содержания хлоридов в почве, причиной которого являются многочисленные аварии на нефтепроводе. Так, уровень концентрации хлоридов в почве на Советском месторождении – в 2007 г. составил 3854,8 мг/кг, а в 2008 гг. – 4210 мг/кг. Значительные загрязнения почвы хлоридами связаны и с разливами пластовых вод продуктивных горизонтов. Например, в пластовых водах Самотлорского месторождения содержание Cl составляет 9,2-14,5 мг/кг.

Нефть и промышленные воды (заводненные пластовые воды), попадающие во внешнюю среду при авариях, кроме набора солей и углеводородов, содержат до 10 млн. клет./см³ разнообразной микрофлоры, в том числе аэробную (гетеротрофы, сапрофиты, нефтеокисляющие, денитрифицирующие) и анаэробную (сульфатредуцирующие, тионовые) группы [3].

Благодаря ферментативной активности углеводородоокисляющих бактерий происходит деструкция загрязняющих углеводородов, что лежит в основе самоочищения нефтезагрязненной среды. Деструкция углеводородов нефти микроорганизмами определяется их ферментативной активностью и зависит от скорости роста и размножения. Регулировать эти процессы можно с помощью питательных субстратов. Способность бактерий к ферментативной утилизации углеводородов изменяется в зависимости от температуры, концентрации загрязнения и таксономической принадлежности. В северных районах, где короткое лето и низкая температура, процессы деструкции в открытой среде протекают медленно. Микробиологические исследования, проведенные через 2 - 7 лет на территории разлива нефти показали, что низкие температуры, высокая влажность почв приводят к низкой биологической активности углеводородоокисляющих бактерий и, следовательно, к незначительной скорости разложения нефтяных углеводородов.

С добавлением питательных субстратов численность микрофлоры увеличивается и скорость деструкции углеводородов нефти повышается. В результате проведенных исследований обнаружена статистически достоверная корреляция между концентрацией нефтяного загрязнения и численностью микроорганизмов с гетеротрофным типом питания. Процессы самоочищения почв от углеводородов нефти начинаются с распределения нефти по почвенным горизонтам, ее миграции, выветривания, химического и биологического окисления. Понижение концентрации нефти при ферментативном биоокислении сопровождается изменениями в

ее структурно-групповом составе. ИК-спектрометрический анализ нефти, экстрагированной из загрязненной болотистой почвы, показал, что за период 1999–2001 гг. не произошло значительных изменений в составе функциональных групп нефтезагрязнения, а в 2007 г. в составе ИК-спектров отмечено появление новых полос поглощения ($1700, 1710 \text{ см}^{-1}$), соответствующих кислородсодержащим продуктам биоокисления нефти. Концентрация загрязнения почвы в 2007 г. понизилась на 30–35 % в результате процесса самоочищения и отмечено формирование разреженного растительного покрова. Хроматографический анализ экстрактов нефти в пробе, отобранной в 2007 г., показал значительное снижение концентрации n-алканов в сравнении с 2001 г., что подтверждает активизацию процессов биодеструкции нефтезагрязнения.

Оценку состояния растительного покрова на нефтезагрязненных участках с высокой концентрацией хлоридов проводили с использованием космических снимков (КС), полученных с космического аппарата Landsat в 1999–2001, 2005 и 2007 гг. Используя космические снимки, по формуле [5] были рассчитаны нормализованные вегетационные индексы NDVI (Normalized Difference Vegetation Index):

$$NDVI = \frac{P_{nir} - P_{red}}{P_{nir} + P_{red}},$$

где P_{nir} и P_{red} – значения яркости пикселя в ближнем инфракрасном диапазоне, P_{red} – в красном диапазоне.

Значение индекса NDVI на КС Landsat является отношением разности яркостей пикселя, определенных в инфракрасном ($0,75\text{--}0,90 \text{ мкм}$) и красном ($0,63\text{--}0,69 \text{ мкм}$) диапазонах спектра к их сумме. В красной области спектра находится максимум поглощения солнечной радиации хлорофиллом, а в инфракрасной области спектра – максимум отражения клеточными структурами листа.

Значения индексов NDVI, рассчитанных для Самотлорского и Ватинского месторождений представлены на рисунке. Для территории нефтеразливов Самотлорского месторождения значения NDVI, дешифрованные по КС 1999–2000 гг., составляют отрицательные значения ($-0,02$ и $-0,15$), что указывает на значительное угнетение растительного покрова вплоть до его полного уничтожения. Положительная динамика изменения NDVI установлена с 2001 г., значение индекса в это время составило $0,03$, по снимку 2007 г. – $0,27$, что свидетельствует о снижении уровня загрязнения и формировании разреженного растительного покрова на месте нефтезагрязнения.

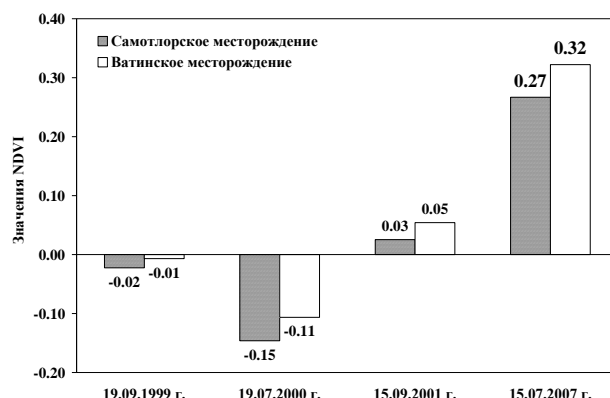


Рис. Значения NDVI на нефтеразливах заболоченной почвы Самотлорского и Ватинского месторождений с 1999 по 2007 гг.

Труднодоступные и обширные заболоченные территории нефтедобывающих предприятий Западной Сибири не позволяют своевременно оценивать масштаб загрязнения и планировать рекультивационные мероприятия. Для оценки загрязнения окружающей среды нефтью и динамики восстановления растительного покрова использовали нормализованный вегетационный индекс NDVI, рассчитанный на основе обработки космических снимков. С использованием космических снимков оценивается восстановительная динамика нарушенных территорий. Значения полученных индексов подтверждены данными физико-химических и микробиологических анализов проб почвы и воды, отобранных на загрязненной территории.

Работа выполнена при финансовой поддержке проекта РФФИ 11-05-98023-р_сибирь_a.

Литература

1. Вершинин Ю.А., Зубайдуллин А.А. Оценка экологических рисков при загрязнении болот и их рекультивации // Промышленность и экология Севера. – М., 2010. – № 6. – С. 42–50.
2. Информационный бюллетень «О состоянии окружающей среды Ханты – Мансийского автономного округа – Югры в 2006–2007 годах». – Ханты- Мансийск: ОАО «НПЦ Мониторинг», 2008. – 117 с.
3. Сваровская Л.И., Алтунина Л.К. Активность почвенной микрофлоры в условиях нефтяных загрязнений // Биотехнология. – М., 2004. – № 3. – С. 63–69.
4. Природопользование и охрана окружающей среды // Официальный веб-сайт органов государственной власти Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. URL: <http://www.admhmao.ru/socium/ekologiya/index.htm#8>

5. Черепанов А.С., Дружинина Е.Г. Спектральные свойства растительности и вегетационные индексы // Геоматика.- М., 2009. – №3. – С. 28–32.

ПРЕОБРАЗОВАНИЕ МОРФОЛИТОГЕННОЙ ОСНОВЫ НА ТЕРРИТОРИИ ГОРОДА ГОМЕЛЯ КАК ФАКТОР ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА

С.В. Андрушко

Научный руководитель доцент А.П. Гусев

Гомельский государственный университет имени Франциска Скорины, г. Гомель, Беларусь

Геоэкологические риски эволюционных изменений геосистем представлены многочисленными факторами, одним из основных факторов является преобразование морфолитогенной основы территории. Модельный район представляет собой территорию города Гомеля и непосредственно примыкающие к нему участки, общей площадью 137,6 км². Природно-ландшафтная структура района представлена моренно-зандровым (43,2%), аллювиальным террасированным (23,7%) и пойменным (33,1%) ландшафтами. К факторам риска, обусловленным техногенным преобразованием морфолитогенной основы на территории модельного района относятся: техногенные грунты, природно-антропогенные геологические процессы и техногенный рельеф.

Техногенные грунты представлены насыпными, намывными и культурными грунтами. Насыпные грунты – насыпи транспортных магистралей, промышленных площадок, отвалы промышленных и бытовых отходов. Намывные грунты – массивы песков (преимущественно русловой фации аллювия), созданные в супераквальных местоположениях в целях городского строительства. Мощность этих образований на территории города достигает 7,2 м. Грунты культурных слоев характеризуются сложным составом (в том числе включают строительный и бытовой мусор, органическое вещество) и мощностью до 10,7 м [3]. В пойменном ландшафте техногенные грунты захоронили участки центральной и притеррасной поймы, в том числе низинные болота с торфяными почвами. В моренно-зандровом ландшафте – сеть оврагов на склоне коренного берега реки Сож, низинные болота (например, Горелое болото в центральной части города). В аллювиальном террасированном ландшафте – ложбины стока (например, бывшей малой реки Мильча).

Техногенные отложения характеризуются значительной неоднородностью гранулометрических, физических и физико-химических свойств. Залегающие под техногенными отложениями торфа и заторфованные грунты обуславливают развитие микробиологических процессов, увеличивающих коррозионную опасность (биогенерация метана, сероводорода, углекислого газа); загрязнение песчаных грунтов органическими соединениями способствует образованию пльвунов [1]. К техногенным грунтам приурочены зоны активного проявления геологических процессов: ветровая эрозия – на массивах намывных песков; суффозия – в насыпных и культурных грунтах и т.д. Учитывая указанные негативные свойства техногенных грунтов, увеличение их площади ведет к росту экологического риска.

Современные геологические процессы оказывают влияние на экосистемы, качество окружающей среды, инженерные сооружения [4], поэтому являются важным фактором экологического риска. На изучаемой территории распространены такие процессы, как водная эрозия (линейная и плоскостная), ветровая эрозия (дефляция), суффозия, гравитационные процессы (оползневые, обвально-осыпные, крип), подтопление и заболачивание, осадки оснований инженерных сооружений [3]. В подавляющем большинстве случаев эти процессы вызваны деятельностью человека.

Эрозионные процессы проявляются во всех ландшафтах, но с разной интенсивностью и в различных формах. Так, в пойменном ландшафте существенную роль играет речная боковая эрозия, которая проявляется в подмыве и разрушении берегов [3]. Активно протекающие эрозионные процессы в моренно-зандровом ландшафте связаны с деятельностью временных водотоков. Сеть оврагов и балок (протяженностью до 2–3 км) приурочена к пограничной зоне моренно-зандрового и пойменного ландшафтов. Повсеместно на незадернованных склонах насыпей транспортных коммуникаций распространены промоины и рытвины. Плоскостная эрозия наблюдается на пахотных землях (диагностируется на космоснимках и полевыми наблюдениями).

Суффозионные процессы активно развиваются в техногенных грунтах, что проявляется в образовании воронок и провалов на земной поверхности. Эти процессы приурочены к трассам подземных коммуникаций в неоднородных по гранулометрическому составу грунтах, к засыпанным оврагам, продолжающим служить естественными дренами. Одна из главных причин суффозии – утечки из водонесущих коммуникаций. Развитие суффозионных процессов может являться причиной деформаций зданий и сооружений, разрушения дорожного полотна.

Подтопление территорий – опасный геологический процесс, выражающийся в повышении уровня грунтовых вод или формировании техногенного водоносного горизонта, также повышение или формирования техногенного уровня сезонной верховодки, принятый для данного вида землепользования порог геологической безопасности. Подтопление – результат действия природных и техногенных факторов. При развитии подтопления возникают угрозы: для здоровья людей (сырость в местах проживания), их благосостояния (затопление подвалов и т.д.), для экологической обстановки (угнетение древесных насаждений) и т.д. [2]. Основной причиной подтопления городской территории является нарушение водного баланса за счет ухудшения естественной дренированности территории при строительстве: изменение рельефа, уничтожение

гидрографической сети, утечки из водонесущих коммуникаций, неудовлетворительная работа дождевой канализации и т.д. [3].

Характеристикой опасности современных геологических процессов может служить площадь их распространения. С точки зрения распространенности (охвата территории) наибольшую опасность представляют водно-эрозионные процессы, дефляция, подтопление и заболачивание. Локальное проявление имеют суффозия и осадки оснований инженерных сооружений. Проявления гравитационных процессов на изучаемой территории единичны. Современные геологические процессы создают предпосылки возникновения аварий технических систем и соответственно связанных с ними чрезвычайных ситуаций.

Важным фактором экологического риска выступает техногенный рельеф, который обуславливает: а) развитие ряда экзогенных геологических процессов (эрозия, оврагообразование, оползни и т.д.); б) влияет на распределение вещественно-энергетических потоков в ландшафте, в том числе на миграцию загрязняющих веществ; в) является фактором устойчивости ландшафтов и т.д. Увеличение вертикального расчленения рельефа, которое является показателем его энергии, ведет к активизации гравитационных и флювиальных геологических процессов. Растительный покров на техногенных формах рельефа представлен сообществами начальных стадий сукцессии, характеризующихся низким проективным покрытием, что способствует активному протеканию водно-эрозионных процессов. Планировка рельефа изменяет условия движения поверхностного стока и может являться одной из причин развития подтопления территории. Отрицательные формы рельефа вызывают изменение подземного водного баланса, становятся приемниками поверхностного стока и источниками повышения уровня грунтовых вод. Чем больше техногенное вертикальное расчленение рельефа, тем выше дестабилизация геосистемы.

Кроме того, показателями антропогенной нагрузки, вызывающей рост экологического риска, могут выступать удельная площадь высотной застройки и плотность транспортных коммуникаций. Высотная застройка является источником статических нагрузок, а транспортные коммуникации – динамических нагрузок и химического загрязнения. Аварии и повреждения этих технических систем характеризуются повышенным экологическим ущербом. Оценка состояния зданий (жилые здания 5-12 этажей) показывает, что для микрорайонов, созданных на искусственной морфолитогенной основе, характерно увеличение случаев дефектов и повреждений (трещины в панелях стен, плитах, в швах между панелями, в кладках, блоках и перемычках панелей) в 2,5 раза по сравнению с среднероссийским показателем. В преобразованном пойменном ландшафте дефекты и повреждения зданий фиксируются в 83% случаев; в моренно-зандровом и аллювиальном террасированном ландшафтах – менее 20%. Вероятная причина отмечаемого явления – неоднородность несущей способности техногенных грунтов, обуславливающей неравномерные деформации зданий. Следовательно, пойменные геосистемы с искусственной морфолитогенной основой представляют собой зоны повышенного геологического риска. Таким образом, антропогенная эволюция геосистем на территории города ведет к росту геологического риска, обусловленного активизацией техноприродных геологических процессов.

Литература

1. Дашко Р.Э., Александрова О.Ю. Инженерно-геологические и геологические факторы активизации экзогенных процессов в подземной пространстве Санкт-Петербурга // Сергеевские чтения. Выпуск 5. Молодежная сессия: Материалы годичной сессии Научного совета РАН по проблемам геологии, инженерной геологии и гидрогеологии. – М.: ГЕОС, 2003. - С.153 – 157.
2. Трацевская Е.Ю. Закономерности формирования геологических опасностей Беларуси. – Гомель: ГГУ им. Ф. Скорины, 2008. – 121 с.
3. Трацевская Е.Ю. Инженерно-геологические условия города Гомеля. – Гомель: ГГУ им. Ф. Скорин, 2005. – 210 с.
4. Трофимов В.Т., Зилинг Д.Г. Экологическая геология. – М.: Геоинформмарк, 2002 г. – 415 с.

ЭФФЕКТИВНАЯ СХЕМА КОНЦЕНТРИРОВАНИЯ СТОКОВ ЭЛЕКТРООБЕССОЛИВАЮЩИХ УСТАНОВОК К.Ю. Афанасьев

Научные руководители старший преподаватель Л.И. Молодежникова, доцент Н.В. Чухарева
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Сточные воды предприятий нефтепереработки и нефтехимии высокотоксичны и при существующих объемах водоотведения представляют собой серьезную экологическую опасность. Очистка этих стоков до параметров, предусмотренных действующими в настоящее время нормативными требованиями, традиционными способами ведет к использованию крупномасштабных физико-химических и биолого-химических очистных сооружений, при этом некоторые стоки все равно не удастся экономически эффективно очистить до уровня, при котором становится возможным их использование в системах оборотного водоснабжения. Это создает предпосылки для поиска более компактных и эффективных методов очистки сточных вод. В связи с этим является необходимым реконструкция существующих очистных сооружений или строительство новых с использованием нестандартных подходов.

В целях защиты окружающей среды работа нефтеперерабатывающего завода (НПЗ) должна быть организована так, чтобы образующиеся отходы превращались в новые продукты. Охрана природы требует, чтобы производство нефтепродуктов совершенствовалось, а отходы утилизировались; все процессы создавались

на основе малоотходной и безотходной технологии. Таким образом, безотходная технология является наиболее активной формой защиты окружающей среды от вредного воздействия нефтехимических предприятий [3].

Учитывая, что нефтеперерабатывающие заводы являются крупными объектами водопотребления и одновременно сбрасывают большой объем сточных вод в городские или районные системы канализации, можно сказать, что перспективным направлением совершенствования систем очистки сточных вод является разработка так называемых бессточных систем водоснабжения и канализации.

Также для создания эффективной схемы очистки сточных вод, соответствующей требованиям энерго- и ресурсосбережения должны выполняться такие требования как:

- эффективное и рациональное использование топливно-энергетических ресурсов;
- максимальное использование вторичных энергоресурсов (ВЭР);
- эффективное использование территории промышленных объектов без неконтролируемого разрастания полигонов для отходов производства;
- рациональное использование водных ресурсов.

Сточные воды, содержащие эмульгированную нефть и большое количество растворенных солей (по преимуществу хлористый натрий) поступают от электрообессоливающих установок (ЭЛОУ) и сырьевых парков. Содержание нефти в этих стоках сильно колеблется и достигает до 30–40 г/л, что связано с негерметичностью технологического оборудования и недостаточно квалифицированной эксплуатацией технологических установок. Содержание хлоридов составляет 10–15 г/л. Высокий солевой состав этих вод не позволяет использовать их в оборотном водоснабжении [2].

Если избавление от эмульгированной нефти путем механического и физико-химического методов не представляет труда, то снижение концентрации истинно-растворенных примесей должно сводиться к биолого-химическим методам с последующей доочисткой, что приводит к резкому увеличению затрат и времени на очистку, а также площади очистных сооружений.

Из анализа стало ясно, что при обессоливании сточных вод, в которых содержание анионов сильных кислот превышает 5 мг экв/кг, термическое обессоливание экономически выгоднее химического обессоливания. Данную закономерность можно увидеть на рисунке 1.

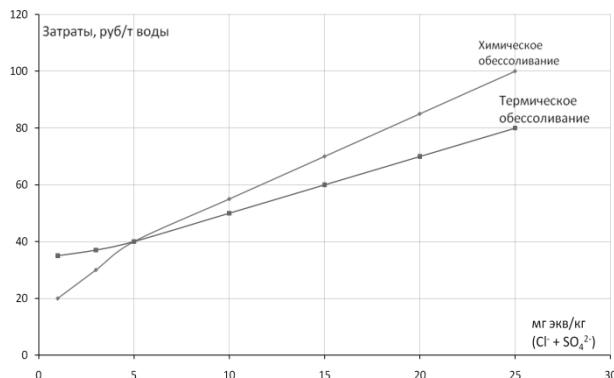


Рис. 1. Сравнение затрат на химическое и термическое обессоливание

Рассматривая проблемы экологии и энерго-ресурсосбережения в едином ракурсе, возникает вопрос о выборе наиболее эффективной схемы упаривания сточных вод ЭЛОУ нефтеперерабатывающего завода.

Наиболее подходящие для выпаривания сточных вод испарительные установки условно можно разделить на те, в которых раствор контактирует и не контактирует с поверхностью нагрева. В установках первого типа образуются отложения солей с соответствующим снижением плотности теплового потока и производительности установок. При этом неизбежны периодические остановки на чистку поверхности нагрева, снижающие технико-экономические показатели и усложняющие эксплуатацию установок. Степень концентрирования в них существенно ограничена из-за резкого увеличения отложений с ростом концентрации раствора.

Включение АПГ в состав оборудования технологической схемы НПГ позволит кардинально решить такие задачи как:

- Полностью прекратить сброс загрязненных сточных вод ЭЛОУ в природные водоемы;
- Сократить потребление свежей воды из природных источников;
- Создать благоприятные санитарно-гигиенические условия на электростанции;
- Регулировать расход воды в системах оборотного водоснабжения за счет стабильности параметров;
- Снизить капитальные затраты на установку очистных сооружений;
- Получить экономический эффект при утилизации сточных вод [1].

Для упаривания хлорида натрия из сточных вод ЭЛОУ была предложена схема с использованием аппарата мгновенного вскипания и АПГ, который позволит не только обессоливать воду, но и получать высококонцентрированный хлорид натрия представленная на рисунке 2.

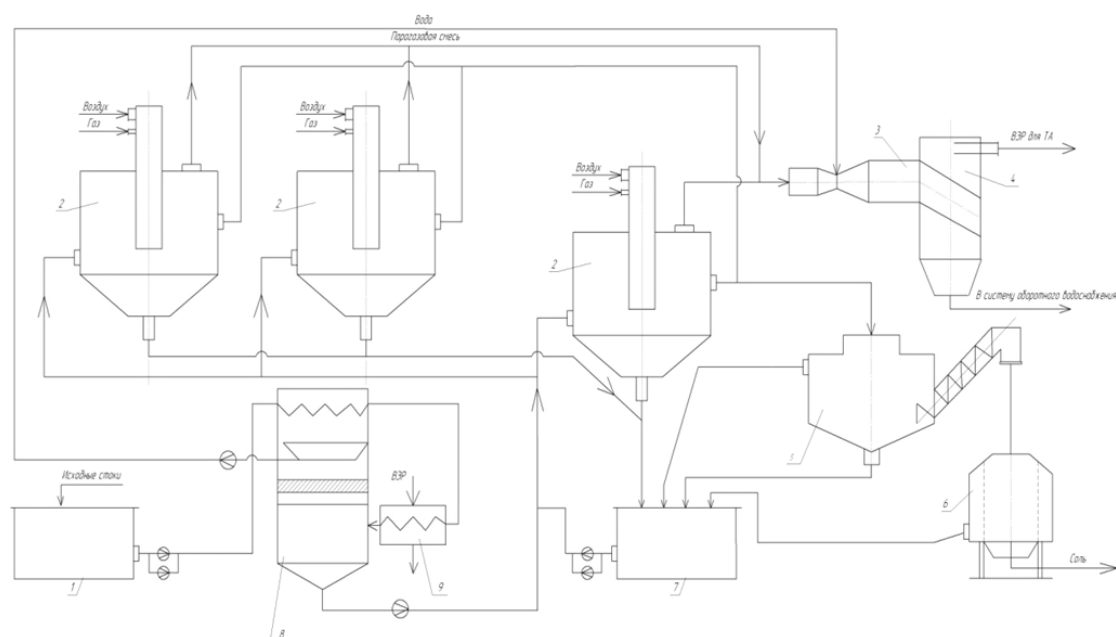


Рис. 2. Принципиальная технологическая схема извлечения солей из стоков ЭЛОУ

Исходный раствор поступает в аппарат мгновенного вскипания 8, работающий на вторичных энергоресурсах от АПГ, после чего сконцентрированный до 5% раствор поступает в АПГ 2, где в процессе упаривания образуется насыщенный раствор и кристаллы NaCl, которые вместе с концентратом направляются в отстойник 5. Здесь при охлаждении и некоторой выдержке происходит рост кристаллов, которые при достижении максимальных размеров выгружаются с помощью винтового шнека.

Выгружаемая пульпа попадает в центрифугу 6 для выделения твердой фазы, а маточник поступает в сборник 7 для последующего упаривания в АПГ второй ступени [1].

Таким образом, применение АПГ позволит получить высококонцентрированный хлорид натрия, который будет соответствовать требованиям производства хлора и других продуктов химической промышленности, при этом очищенная вода сможет использоваться в системе оборотного водоснабжения, тем самым повысятся экологические и технико-экономические показатели нефтеперерабатывающего завода.

Литература

1. Алабовский А.Н., Удыма П.Г. Аппараты погружного горения: учебное пособие для вузов – М.: Изд-во МЭИ, 1994. – 255 с.
2. Методические указания по санитарной охране водоемов от загрязнения нефтью № 141776.-М.
3. Охрана водного и воздушного бассейнов от выбросов тепловых электростанций: Учебное пособие / Л. А. Рихтер, Э. П. Волков, В. Н. Покровский. – М.: Энергоиздат, 1981. – 295 с.
4. Таубман Е.И. Термическое обезвреживание минерализованных промышленных сточных вод. – Л.: Химия, 1975. – 208 с.
5. Удыма П.Г. Аппараты с погружными горелками – 2-е изд., доп. и перераб.- М: Машиностроение, 1973. – 271 с.

КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ РАЗВЕДКЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ИНКАЙ» (ШУ-САРЫСУЙСКАЯ УРАНОВОРУДНАЯ ПРОВИНЦИЯ, РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН)

Д.С. Байпишева

Научный руководитель доцент В. А. Домаренко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Национальная, энергетическая и экономическая безопасность государства напрямую зависит от развития и использования стратегически важных полезных ископаемых, составной частью которых является уран, как реальная альтернатива углеводородному энергетическому сырью.

В течение последних 30 лет силами АО «НАК «Казатомпром» в Южном Казахстане выявлено 19 месторождений урана, пригодных для отработки методом подземного выщелачивания. Разведанные запасы и прогнозные ресурсы урана на них составляют около 1млн.т. Из них только 5 месторождений (Карамурун, Ирколь, Канжуган, Уванас и Восточный Мынкудук) детально разведаны и составляют сырьевую базу

действующих горнорудных предприятий. На остальных месторождениях проведены лишь предварительная разведка или поисково-оценочные работы и для их подготовки к промышленному освоению требуется проведение детальной разведке, сопровождаемой проведением полномасштабных опытов по подземному выщелачиванию урановых руд на многих из них [3].

Рентабельность отработки месторождений может быть увеличена и за счет снижения воздействия на окружающую среду при использовании новых технологий добычи и переработки сырья. Успешное решение этих вопросов невозможно без проведения эколого-экономических исследований и мониторинга окружающей среды [1].

В последние годы экономика природопользования стала необходимым инструментом для выбора экологически приемлемых вариантов отработки месторождений. Охрана окружающей среды, соблюдение норм и требований природоохранного законодательства, прогноз и оценка эколого-экономического ущерба играют все возрастающую роль в горно-геологической отрасли. Особенно это актуально в процессе добычи радиоактивного сырья.

Эколого-экономическая оценка месторождений основывается на результатах широкого спектра исследований. В данной работе необходимо провести анализ влияния подземного выщелачивания на окружающую среду.

Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС) осуществляется по следующим основным параметрам: источник - вид - характеристика - объект воздействия. Каждый из этих компонентов воздействия характеризуется определенным набором параметров.

Характеристика воздействия производится по степени (масштабам) и интенсивности. Для этого устанавливаются индикаторы (критерии) техногенного воздействия, к которым относятся типы и содержания загрязняющих химических веществ, значения физических параметров состояния природной среды, а также показатели возможности (пригодности) ее использования в других целях. Масштабы воздействия определяются соотношением объемов или площадей техногенных изменений окружающей среды во времени, а интенсивность - превышением значений индикаторов над допустимыми или фоновыми. Кроме этого, рассматриваются и другие не менее важные параметры воздействия – периодичность, необратимость, синергетический эффект суммации отдельных видов воздействия и т.д. [2].

Источниками воздействия в горно-геологической отрасли являются:

- подземное скважинное выщелачивание (незатампонированные скважины, полигоны и отстойники, остаточные растворы);

Основные типы и виды воздействия.

По типу воздействия относятся к нарушениям (физическое воздействие), загрязнению (химическое воздействие) и изъятию или отчуждению природных объектов (невозможность их использования другими природопользователями). Например, при включении в площадь горного отвода земель для создания охранной зоны они уже не могут быть использованы для других целей даже при отсутствии других видов техногенного воздействия. Широко распространено так называемое косвенное отчуждение, когда природный объект лишь частично утрачивает исходное качество, попадая в зону ореолов загрязнений или нарушений нередко на значительном расстоянии от горного предприятия.

Типы воздействия подразделяются на соответствующие виды (в скобках приводятся основные индикаторы воздействия):

- гидрохимическое (загрязнение поверхностных и подземных источников, индикаторами которого являются тяжелые металлы, кислотные анионы и другие загрязнители);

- механическое (изменение инженерно-геологических характеристик горного массива, индикатором которого являются отклонение от первичных параметров трещиноватости и устойчивости пород, оползни, смещения блоков, провалы и т.п.);

- химическое (загрязнение земель различными химическими компонентами, устанавливаемое по величинам превышений их содержаний над фоновыми и ПДК);

- тепловое (изменение температуры сред, термоэрозия, изменение параметров криолитозоны);

- нарушение ландшафта (площади и параметры ландшафтов);

- нарушение или изъятие участков недр (объемы недр и запасы других полезных ископаемых, попавшие в зону отчуждения или нарушения).

К основным объектам воздействия относятся главные компоненты окружающей среды (биосферы): атмосфера, гидросфера (подземные и поверхностные воды), земельные и биоресурсы (различные типы земель и ландшафтов, фауна и флора), недра. Объектом воздействия являются также и антропогенные ресурсы, при рассмотрении которых производится оценка техногенного воздействия на условия жизни и здоровье человека, ухудшение условий и результатов производственной деятельности.

Литература

1. Домаренко В.А. Рациональная методика поисков и геолого-экономической оценки месторождений руд редких и радиоактивных элементов: Учебное пособие / Под редакцией Рихванова Л.П. — Томск: Изд-во ТПУ, 2008. — 260 с.
2. Методические рекомендации по подземному скважинному выщелачиванию урана. — Алматы, 2006. — 80 с.
3. Сушко С.М, Бегун А.Д, Берикболов Б.Р. Программа развития урановой сырьевой базы АО «НАК КАЗАТОМПРОМ» в Южном Казахстане на 2010-2026 гг. — Алматы, 2007.

ОДИН ИЗ ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМЫ ПРОГНОЗА НЕГАТИВНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ**С.Г. Бакашов****Научный руководитель старший преподаватель О.К. Абрамович
Гомельский государственный университет имени Франциска Скорины, г. Гомель, Беларусь**

Почти все геологические процессы ухудшают жизнедеятельность человека: затрудняют условия строительства или сельскохозяйственного использования территории и в целом ограничивают ресурс благоприятного для освоения пространства; создают угрозу для жизни людей и даже приводят к их гибели. Количество возможных жертв зависит от плотности населения, степени разработанности системы прогноза того или иного процесса и предупреждение катастрофического его проявления, уровня развития инфраструктуры, обеспечивающей предупреждение и эвакуацию населения. Актуальным вопросом в настоящее время является радиоактивное загрязнение биосферы.

Радиоактивное загрязнение биосферы – это превышение естественного уровня содержания в окружающей среде радиоактивных веществ. Оно может быть вызвано ядерными взрывами и утечкой радиоактивных компонентов в результате аварий на АЭС или других предприятиях и т.п.

26 апреля 1986 г. на Чернобыльской АЭС произошла авария. В результате аварии в окружающую среду попали десятки миллионов кюри радиоактивных веществ. В первые сутки аварии наблюдалось наиболее мощное истечение радиоактивных продуктов. Высота струи радиоактивного выброса 27 апреля превышала 1200 м. Мощность выброса радиоактивности в 100 раз превысила аналогичный показатель при взрыве двух атомных бомб, сброшенных США на японские города Хиросима и Нагасаки в 1945 году. Наиболее сильному радиоактивному загрязнению подверглись Гомельская и Могилевская области Белоруссии, Киевская и Житомирская области Украины и Брянская область России. В общей сложности, это территория площадью в 155000 км² с населением 7,1 миллиона человек

Вполне обоснованно в последнее время большое внимание уделяется изучению разрывных нарушений, связанных с зонами повышенных или пониженных напряжений, которые обычно проявляются на земной поверхности в рельефе и гидрографии. Они позволяют восстановить структуру новейших и современных движений и объясняют закономерности морфологии земной поверхности, влияют на сейсмичность территории и размещение полезных ископаемых. Особенно интересны для изучения узлы пересечения и сочленения линеаментов. Узлы могут служить косвенным признаком горизонтальных движений, к ним тяготеют участки активизации современных рельефообразующих процессов. Рассмотрению подлежит участок расположенный в непосредственной близости к Киевскому водохранилищу. Процессы, происходящие в рельефе и геологической среде, являются наиболее консервативными, однако степень влияния их на возникновение негативных ситуаций достаточно высока. Анализируя космический снимок масштаба 1:700000 (рис. 1) и топографическую карту масштаба 1:200000 (рис. 2) автором выделены 3 типа линейных элементов в рельефе: отчетливыми уступами; менее четкими уступами; спрямленными участками узких долин, оврагов и т.п. В геологической литературе выделенные элементы интерпретируются следующим образом: возможна разрывная природа и тектонические смещения (для линеаментов выраженных отчетливыми уступами); линеаментам выраженным менее четкими уступами соответствуют малоамплитудные смещения; линеаментам выраженным в рельефе участками узких долин и оврагов соответствует зона повышенной трещиноватости без заметного относительного смещения крыльев.

На всех космических снимках независимо от тектонического строения региона и его истории, выделяются линейные, кольцевые и площадные объекты. Линейные объекты на космических снимках называют линеаменами. Такие линейные аномалии могут быть обусловлены скрытыми разломами фундамента, флексурными и трещинными зонами в осадочных породах перекрывающих фундамент. Разрывные нарушения земной коры образуются в различных геодинамических условиях, характеризуются разным строением и выражением на снимках. Проявление этих деформаций на космических снимках объясняется тем, что процессы, происходящие в верхней мантии, воздействуют на вышележащие слои, передавая тепловой и механические деформации, тем самым, предопределяя особенности геологического строения осадочных толщ перекрывающих кристаллический фундамент, т.е. рельеф и почвенно-растительного покров. В рельефе линеаменты выражаются закономерно ориентированными зонами, образованными прямолинейными границами, берегов озер и крупных болот и тд. Ширина таких зон составляет от 1 до 10 км. Поэтому на аэрофотоснимках и при наземных наблюдениях линеаменты обнаруживаются с трудом. На космических снимках они получают отражение благодаря большей обзорности изображения. Четкость их проявления и ширина линейной аномалии зависят от глубины заложения разлома и его активности. Чем ближе к земной поверхности расположен погребенный разлом и выше его тектоническая активность, тем он четче проявлен на космических снимках.



Рис. 1. Космический снимок

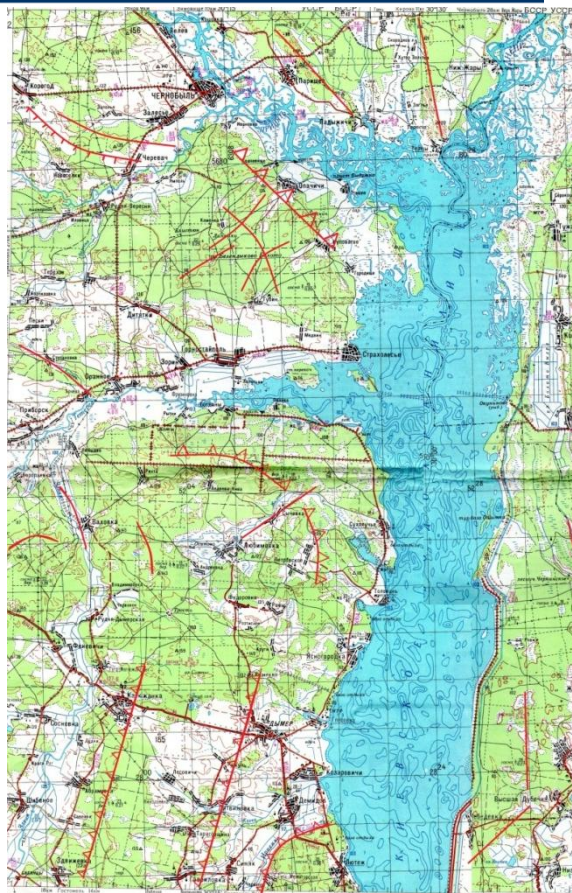


Рис. 2. Топографическая карта киевского водохранилища

В зависимости от соотношения со структурой земной поверхности линеаменты бывают граничные и секущие. Граничные линеаменты проявлены на снимках с наибольшей выразительностью. Обычно они являются разломными границами блоков земной коры разного порядка. Самые значительные из них — системы разрывов, разделяющие основные геоструктурные области: складчатые пояса и основные платформенные области. Менее протяженные линеаменты разделяют геоструктурные регионы. К ним относятся щиты платформ, плиты и т.п. В пределах каждого региона устанавливается устойчивая связь линеаментов с внутренним строением верхних горизонтов земной коры. Секущие линеаменты пересекают территории с различным геологическим строением и историей развития. Обычно эти полосовые аномалии, четкие в горно-складчатых областях, в пределах платформенных равнин имеют неявные, расплывчатые границы, отражая латеральные неоднородности литосферы.

По протяженности линеаменты разделяются на трансконтинентальные, трансрегиональные, региональные и локальные. Выраженность их на космических снимках различна. Они формируют либо узкие четкие линии, либо линейные зоны с внутренней структурой, либо широкие до первых сотен километров пояса, состоящие из протяженных линеаментных зон. Поэтому уровень генерализации космических снимков имеет важное значение при изучении линеаментов разных рангов и соответственно глубины заложения. Выделенные мною линеаменты являются либо локальными, либо фрагментами линеаментов высших порядков, в любом случае бесспорно их наличие, которое говорит о наличии разломных зон в кристаллическом фундаменте в данном районе.

Изучение линеаментов Земли несомненно важный аспект в геологии. Линеаменты образуют достаточно выдержанную сеть и хорошо согласуются с разломными зонами. Линеаменты представляют собой книгу, читая которую, мы не затрудняясь можем определить разломные зоны кристаллического фундамента.

**БИОГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ НАКОПЛЕНИЯ ХИМИЧЕСКИХ ЭЛЕМЕНТОВ В
ЗОЛЬНОМ ОСТАТКЕ ОРГАНИЗМА ЧЕЛОВЕКА ЖИТЕЛЯ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГА****М.А. Белякина**

Научный руководитель доцент Н.В. Барановская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Вопрос о накоплении химических элементов и их роли в организме человека волновал умы людей на протяжении многих веков. Начиная с древности и по сегодняшний день многие учёные пытаются ответить на вопрос: из каких элементов состоит организм человека? Начало серии крупных исследований по этому вопросу было положено В.И. Вернадским, который утверждал о существовании связи состава организма с химией земной коры [1]. Однако, несмотря на определенный всплеск интереса к данной теме в XX веке, эта проблема до сих пор остаётся не до конца изученной. Недостаточно сведений о содержании и накоплении групп редкоземельных и радиоактивных элементов в организме человека, отсутствуют данные о влиянии некоторых элементов на здоровье человека. Поэтому вопрос элементного состава организма человека остаётся открытым. В данной работе выявляются региональные особенности зольного остатка организма человека (ЗООЧ) жителей г. Санкт-Петербурга на основе сравнения результатов с данными, полученными ранее для жителей других городов [2].

В процессе работы было проанализировано 20 проб ЗООЧ г. Санкт-Петербурга. Возраст умерших жителей от 0 до 86 лет. Для исследования был выбран один из высокочувствительных способов анализа: инструментальный нейтронно-активационный (ИНАА). ИНАА позволяет определить в исследуемом образце 29 элементов в широком диапазоне содержаний (от $n \cdot 1\%$ до $n \cdot 10^{-6}\%$). Пробы для анализа облучались тепловыми нейтронами на исследовательском ядерном реакторе ИРТ-Т Томского политехнического университета, а измерения производились на гамма-спектрометре с германий-литиевым детектором в лаборатории ядерно-геохимических методов исследования кафедры геоэкологии и геохимии (аналитики – снс А.Ф. Судько и Л.В. Богутская). Всего исследовалось 100 проб. Сравнение велось с городами Новосибирск, Новокузнецк, Ростов-на-Дону.

Санкт-Петербург расположен на северо-западе европейской части России, территория города включает 42 острова, разветвленной дельты р. Невы. Санкт-Петербург – крупнейший промышленный, научный, культурный центр России, важнейший транспортный узел и морской порт. В основе промышленности города – машиностроительные и металлургические предприятия, также имеются предприятия химической промышленности. Уровень загрязнения атмосферного воздуха в Санкт-Петербурге определяется выбросами загрязняющих веществ от стационарных источников (котельные, предприятия машиностроения и металлообработки) и автотранспорта. В высоких концентрациях в воздухе обнаружен диоксида азота, бензапирен, фенол [5]. Воздушный бассейн города включен в приоритетный список городов с наибольшим уровнем загрязнения воздуха. Результаты исследования почв Санкт-Петербурга (ГПП «Невскгеология») свидетельствуют о превышении средней концентрации Pb, Cd, Zn, Cu, Ni, As по отношению к ПДК в 1,1–4,2 раза [4]. Для почв антропогенных ландшафтов фоновые показатели превышены для Zn, Sn, Pb, W, Cd, Cr, Hg. Многолетний процесс загрязнения почвы приводит к тому, что она сама становится источником загрязнения приземного слоя воздуха и грунтовых вод. Загрязнение подземных вод города определяется присутствием соединений азота, нефтепродуктов, а также ртути. Санкт-Петербург – типичный промышленный центр, уровень загрязнения которого остается высоким.

Анализ результатов по половому признаку показывает, что в целом нет различий в элементном составе между мужчиной и женщиной, но в организме мужчины в несколько большем количестве накапливаются Ce, Sr, Ag, Tb, Zn, а в организме женщины Ta. Региональная специфика ЗООЧ жителей г. Санкт-Петербурга проявляется в повышенном содержании Tb, Ce, Sm, Sb, Ag, Rd, Zn, Na, Fe, U, Ba, Cs, что частично может объясняться сжиганием углей, обогащенных этими элементами [3]. Концентрация Zn и Fe обусловлена техногенным фактором от металлообрабатывающих предприятий [2].

Сравнивая содержание элементов в ЗООЧ Санкт-Петербурга с другими городами, можно наблюдать, что у жителей Санкт-Петербурга в большей степени по сравнению с Новокузнецком, Новосибирском и Ростовом-на-Дону концентрируется Tb (что отражено в региональной специфике) и W (который является высоколетучим компонентом).

Суммируя все вышесказанное, можно сделать вывод: ЗООЧ жителей Санкт-Петербурга имеет региональные особенности, выраженные высоким содержанием Tb, Ce, Sm, Sb, Ag, Rd, Zn, Na, Fe, U, Ba, Cs, что может объясняться как геологическими особенностями данной территории, так и техногенным влиянием промышленности. Особо следует обратить внимание на то, что все виды сравнений выявили высокую концентрацию в ЗООЧ жителей Санкт-Петербурга тербия.

Литература

1. Вернадский В.И. Химический состав живого вещества в связи с химией земной коры. – Пг.: Время, 1922. – 48 с.
2. Игнатова Т.Н., Барановская Н.В., Рихванов Л.П., Судько А.Ф. Региональные биогеохимические особенности накопления химических элементов в зольном остатке организма человека // Известия Томского политехнического университета, 2010. – Т. 317. – №.1. – С.178–183.
3. Игнатова Т.Н. Элементный состав организма человека и его связь с факторами среды обитания: Автореферат дис. ... канд. Геол.-минер. Наук. – Томск, 2011. – 22 с.

4. Ложкин В. Н. Загрязнение атмосферы автомобильным транспортом. Автомобильный транспорт как источник загрязнения окружающей и природной среды / В. Н. Ложкин, В. С. Шкрабак. – Санкт-Петербург : Атмосфера, 2003. – 296 с.
5. Уфимцева М.Д., Терехина Н. В. Фитоиндикация экологического состояния урбогеосистем Санкт-Петербурга. – Санкт-Петербург: Наука, 2005. – 339 с.

СОДЕРЖАНИЕ РЕДКОЗЕМЕЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ В БИОСУБСТРАТАХ ДЕТЕЙ ГОРОДА ПАВЛОДАРА

А.И. Беляновская

Научный руководитель доцент Н.П. Корогод

Павлодарский государственный педагогический институт, г. Павлодар, Казахстан

Сформулированные В.И. Вернадским [1–2] основные принципы и проблемы биогеохимии определили место и роль биогенной миграции макро- и микроэлементов, в том числе и редкоземельных (РЗЭ) в биологическом круговороте вещества и энергии. По распространенности в земной коре редкоземельные элементы сравнимы с Со, Си, содержание которых составляет $8 \cdot 10^{-5}$ % [3]. В почвах уровень РЗЭ колеблется в пределах 0,01–0,003%, в растениях – до 16 мг/кг сухой массы [4–5].

Редкоземельные элементы (Sc, Ce, La) побочной подгруппы третьей группы и семейства, состоящее из четырнадцати элементов с порядковыми номерами от 58 до 71, весьма близки друг к другу по своим химическим и физико-химическим свойствам.

Скандий Sc – химический элемент III группы периодической системы Менделеева; атомный номер 21, атомная масса 44,9559; легкий металл с характерным желтым отливом, который появляется при контакте металла с воздухом. Используется в качестве «метки» в нефтеперерабатывающей промышленности, для контроля металлургических процессов и лечения раковых опухолей.

Лантан La – элемент III группы 6-го периода периодической системы Д. И. Менделеева, и. н. 57, атомная масса 138,91. В природе Лантан встречается в виде сложного по составу минерала монацита. Лантан обнаруживается в очень малых количествах в некоторых органах (селезенка, дентин и эмаль зубов). Жизненная необходимость его для человека не доказана, но он, как и другие металлы этой группы, повышает фагоцитарную активность лейкоцитов.

Церий Ce – химический элемент III группы периодической системы Менделеева, атомный номер 58, атомная масса 140,12, относится к лантаноидам. Радиоактивные изотопы церия получают в ядерном реакторе при делении ядер тяжелых элементов или при ядерных взрывах. Интерес представляет ^{144}Ce , применяемый в медицине [3].

Целью данной работы явилось определение уровня содержания редкоземельных металлов в волосах детей дошкольного и школьного возраста г. Павлодар.

Материал и методы исследования. Исследования биосубстратов волос детей проводили в 2006-08 годах в трех населенных пунктах Павлодарской области, расположенных на левом берегу р. Иртыш: г. Павлодар, п. Кызылжар (40 км на северо-запад от г. Павлодар) и п. Актогай (80 км на северо-запад от г. Павлодара).

Содержание химических элементов в волосах определяли инструментальным методом нейтронно-активационного анализа с облучением тепловыми нейтронами на Томском исследовательском ядерном реакторе ИРТ-Т в лаборатории ядерно-геохимических методов исследования полезных ископаемых и геохимии редких элементов Томского политехнического университета. При отборе проб волос (120) использовали стандартную методику, рекомендованную МАГАТЭ, 1989. Пробоподготовку проводили на кафедре геоэкологии и геохимии ТПУ.

Обработку полученных результатов анализа проводили с помощью пакета компьютерных программ Statistica 6, Microsoft Excel, Corel DRAW 9.

Среднее содержание и пределы колебаний химических элементов в волосах детей населенных пунктов представлены в классификационной таблице 1.

Таблица 1

Вариационно-статистические показатели содержания редкоземельных металлов в волосах детей, мг/кг

Населенный пункт	г. Павлодар		п. Кызылжар		п. Актогай	
	lim	$\bar{x} \pm S\bar{x}$	lim	$\bar{x} \pm S\bar{x}$	lim	$\bar{x} \pm S\bar{x}$
Sc	0,001-0,23	0,01±0,0004	0,003-0,01	0,01±0,001	0,001-0,03	0,009±0,003
La	0,005-0,48	0,05±0,007	0,008-0,09	0,04±0,008	0,008-0,19	0,08±0,02
Ce	0,02-0,7	0,14±0,013	0,02-0,2	0,09±0,015	0,07-0,09	0,08±0,002

Примечание: lim – предел колебания, $\bar{x} \pm S\bar{x}$ – среднее арифметическое и его ошибка.

По величине среднего содержания химические элементы располагаются в следующем убывающем порядке:

- г. Павлодар: $Ce > La > Sc$;
- п. Кызылжар: $Ce > La > Sc$;
- п. Актогай: $La > Ce > Sc$;

При анализе значений коэффициента вариации и коэффициента концентрации [6] можно сказать, что на исследуемой территории однородное распределение имеют следующие элементы, которые не образуют специализированные комплексы:

- г. Павлодар: Sc;
- п. Актогай: Ce;
- п. Кызылжар: Sc.

Установлено, что средняя концентрация большинства химических элементов в биосубстратах детей трех населенных пунктов Павлодарской области превышает региональный показатель (табл. 2).

Таблица 2

Геохимическая специфика волос детского населения северо-запада Павлодарской области

Населенные пункты	Геохимическая специфика
г. Павлодар	$Sc_{1,0} La_{1,0} Ce_{1,0}$
п.Актогай	$Sc_{0,9} La_{0,8} Ce_{0,5}$
п.Кызылжар	$La_{0,8} Sc_{0,6} Ce_{0,6}$

Литература

1. Вернадский В.И. Труды по биохимии и геохимии почв. – Москва, 1992. – 437 с.
2. Вернадский В.И. Заметки о распространении химических элементов в земной коре. – Избр. Соч., Т.1. – М.: АН СССР, 1954. – 624 с.
3. Серебренников В.В. Химия редкоземельных элементов, т.1: Редкоземельные металлы и их соединения. – Томск: Изд-во Том. Ун-т, 1959. – 516 с.
4. Каббата-Пендиас А., Пендиас Х. Микроэлементы в почвах и растениях. – Мир, 1989. – 439 с.
5. Глинка Н. Л. Общая химия: Учебная пособие для вузов\Под ред. А.И. Ермакова. – изд. 30-е, исправленное – М.: Интеграл-Пресс, 2004. – с 499 - 503.
6. Смыслов А.А. и др. Радиотехнические исследования. Методические указания. – Л., 1974. – 140 с.

ЭКОГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЛИШАЙНИКОВ ТЕРРИТОРИИ НГДК ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Т.С. Большунова^{1,2}

Научный руководитель профессор Л.П. Рихванов²

¹Открытое акционерное общество «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

²Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Последние десятилетия наблюдается рост интереса к микроэлементам в окружающей природной среде [6, 7] и особенно в атмосферном воздухе. Загрязнение атмосферного воздуха наблюдается не только в непосредственной близости к источникам выбросов, но и на значительно отдалённых территориях, посредством атмосферного переноса [4]. Весьма надёжными индикаторами качества атмосферного воздуха являются лишайники [2, 5, 8].

Опыт зарубежных исследователей по использованию лишайников для биомониторинга промышленных и фоновых территорий трудно переоценить, однако, что касается изучения данного вопроса в России, и в частности, территории Западной Сибири, здесь накоплено не достаточно данных.

Лишениологический мониторинг (lichens – лишайники (англ.)), намного более эффективен, чем традиционный атмосферический, поскольку за счет большой продолжительности жизни лишайников позволяет получать многолетние осредненные характеристики состояния экосистемы.

Особенно важно изучение лишайников территорий, подверженных чрезмерному хозяйственному воздействию, к числу которых, несомненно, относятся территории нефтедобывающего комплекса.

Предпочтительнее использовать эпифитные лишайники, т.е. произрастающие на стволах деревьев, в связи с тем, что среди эколого-субстратных групп они являются наиболее чувствительными к изменению содержания в воздухе химических веществ [2, 5]. Поллютанты проникают в слоевища лишайников из атмосферы вместе с осадками и пылью. Более того, осадки насыщаются загрязняющими веществами, проходя через кроны деревьев и стекая по стволам и ветвям. Установлено, что лишайники накапливают тяжелые металлы, содержащиеся в атмосферных осадках, в 2–5 раз больше, чем высшие растения, причем лишайники-эпифиты интенсивнее, чем напочвенные лишайники [2].

Образцы проб лишайников-эпифитов были отобраны в августе 2010 г. в районе нескольких нефтяных месторождений Каргасокского, Александровского и Парабельского районов. Всего было отобрано 17 проб. Образцы отбирались таким образом, чтобы учесть влияние основных источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, принимая во внимание преобладающее направление ветра (юго-западное). Отбор проб

производился со взрослых деревьев, преимущественно хвойных видов, на высоте от 150 см от поверхности земли, чтобы исключить загрязнение частицами почвы. В процессе пробоотбора во внимание принимались в основном синузии, сложные видами *Hypogymnia physodes* (L.) Nyl., *Evernia Mesomorpha* Nyl., *Usnea Subfloridana* Stirt., *Bryoria Nadvornikiana* (Gyeln.) Brjdo et D. Hawksw., *Parmelia Sulcata* (Taylor), *Hypogymnia Vittala* (Ach.) Parrique usnea sp.

Пробы отбирались в герметичные полиэтиленовые пакеты. В лаборатории образцы проб были очищены от посторонних загрязнителей (частиц коры, хвои и пр.) с помощью пинцета и высушены.

Для проведения инструментального нейтронно-активационного анализа (ИНАА) образцы подготавливались следующим образом: после измельчения, 150 мг образца озоляли в микроволновой печи с комбинацией 50% фтористой кислоты и особо чистой азотной кислотой в пропорции 1:2. Озоление для анализа проб методом ИНАА предполагает исключение погрешностей, возможных при наличии в пробе органических веществ. Зола лишайников анализировалась методом ИНАА в ядерно-геохимической лаборатории кафедры геоэкологии и геохимии ТПУ по 25 химическим элементам.

При изучении литературных данных по вопросу геохимии лишайников и сопоставлении с ними собственных данных, автором ставилась задача выявить основные типоморфные элементы, характерные для НГДК. В таблице 1 представлены данные по распределению некоторых химических элементов в напочвенных лишайниках Читинской области [1], ЯНАО [3], фоновых арктических районов Евразии и Канады [7], а также в эпифитных лишайниках территории Нидерландов [5] и территории НГДК Томской области.

Как видно из таблицы, концентрации химических элементов в эпифитных лишайниках значительно выше, чем в напочвенных видах, ещё раз подтверждая, что для лишайномониторинга предпочтительнее использовать лишайники-эпифиты. Так, при сравнении данных автора с данными по исследованию напочвенных лишайников Читинской области, выявляются превышения концентраций в лишайниках-эпифитах НГДК Томской области по Sc – в 38 раз, U – в 53 раза, As – в 16 раз, Br – в 92 раза, Co – в 76 раз, Rb – в 17 раз, Cr – в 117 раз. Сравнивая с данными по напочвенным лишайникам ЯНАО, выявляются превышения концентраций в эпифитных лишайниках НГДК Томской области по Cr – в 12 раз, Zn – в 60 раз, Co – в 16 раз.

Таблица 1

Сравнительная характеристика геохимического состава напочвенных лишайников (мг/кг) (Арктика, Евразия, Канада; ЯНАО; Читинская область) и эпифитных лишайников (НГДК Томской области и Нидерланды)

Элементы	Нидерланды [5]	Фоновые арктические р-ны Евразии и Канады [7]	Ямало-Ненецкий автон. Округ [3]	Читинская обл. [1]	Содержание в золе лишайников районов НГДК Томской обл., мг/кг			K* с, ед.	Превышение Xcp над средним по Нидерландам
					min	max	Xcp		
Натрий	1000				97,920	1132,3	542,82	5,5	0,54
Кальций	4700				2172	11255,4	4822,48	2,2	1,03
Скандий	1,1			0,14	0,01	10,05	5,37	537,0	4,88
Хром	26	1,6	5,4	0,56	27,01	105,69	66,84	2,5	2,57
Железо	5800				460,8	2737,8	1623,68	3,5	0,28
Кобальт	2	0,51	0,65	0,14	5,2	27,05	10,67	2,1	5,34
Цинк	210	24,1	18		682,9	1438,7	1070,7	1,6	5,10
Мышьяк	5,7			0,3	3,22	7,71	4,8	1,5	0,84
Бром	56			1,88	86,64	317,65	172,8	2,0	3,09
Рубидий	13			9,6	101,9	269	169	1,7	13,00
Стронций	50				50	569	202,5	4,1	4,05
Сурьма	3,3			0,0096	0,335	1,533	0,9	2,7	0,27
Цезий	0,8			1,58	1,37	4,21	2,63	1,9	3,29
Лантан	6,2			1,03	5,98	43,48	19,8	3,3	3,19
Иттербий	0,4			0,024	0,52	2,76	1,49	2,9	3,73
Гафний	1,4				0,44	4,7	2,74	6,2	1,96
Торий	1,2				0,88	6,78	3,35	3,8	2,79
Уран	0,57			0,027	0,59	3,28	1,45	2,5	2,54

* K с – превышение среднего над минимальным

Данные по составу лишайников-эпифитов территории Нидерландов [5] были получены посредством исследования образцов методом ИНАА, аналогично с исследованием района НГДК Томской области (данные автора). Таким образом, при сравнении результатов анализов выявлено следующее. Превышения средних концентраций в лишайниках-эпифитах территории НГДК над концентрациями в лишайниках-эпифитах территории Нидерландов наблюдаются для Cr – в 3 раза, Zn – в 5 раз, Th – в 3 раза, Br – в 3 раза, Cs – в 3 раза, Co – в 5 раз, La – в 3 раза, Sc – в 5 раз, Rb – в 13 раз, Sr и Yb – в 4 раза, U – в 2,5 раза.

Несмотря на достаточно разрозненные данные, вышесказанное позволяет сделать предварительные выводы по геохимической специализации территории НГДК Томской области, особенно выделяя такие элементы, как Sc, Zn, Co, Rb, Br, Sc, U, Th, Cr.

В заключение хочется отметить, что согласно данным [8], обильность произрастания таких видов эпифитных лишайников, как *Usnea Subfloridana*, *Hypogymnia Physodes*, *Parmelia Sulcata* на обследованных территориях некоторых месторождений Томской области, свидетельствует о слабом и умеренном загрязнении атмосферного воздуха.

Литература

1. Вершинина С.Э., Вершинин К.Е., Кравченко О.Ю. и др. Элементный состав лишайников Р. *Certaria Ach.* Из различных регионов России // Химия растительного сырья, 2009. – № 1. – С. 141–146.
2. Инсарова И.Д., Инсаров Г.Э. Сравнительные оценки чувствительности эпифитных лишайников различных видов к загрязнению воздуха // Проблемы экологического мониторинга и моделирования экосистем. – Л.: Гидрометеоздат, 1989. – Т. 12. – С. 113–175.
1. Страховенко В.Д., Щербов Б.Л., Хожина Е. И. Распределение радионуклидов и микроэлементов в лишайниковом покрове различных регионов Западной Сибири // Геология и геофизика, 2005. – т. 46. – №2. – С. 206–216.
2. Boutron CF, Patterson CC. Relative levels of natural and anthropo-genic lead in recent Antarctic snow // Journal of Geophysical Research, 1987. – v. 92. – P. 8454–8464.
3. M. de Bruin. Les indicateurs biologiques, l'analyse par activation neutronique, et leurs applications a l' etude de la pollution atmosferique par les metaux lourds // AIEA Bulletin, 1990. – № 4. – P. 22–27.
4. Nriagu J.O., Pacyna J.M. Quantitative assessment of worldwide contamination of air, water and soils with trace metals // Nature, 1988. – v. 333. – P. 134–139.
5. Reimann C., Caritat P. Chemical elements in the environment. – Springer-Verlag Berlin: Heidelberg, 1998. – 398 p.
6. National Lichens and Air Quality Database and Clearinghouse / United States Forest Service [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://gis.nacse.org/lichenair/index.php>. – Загл. с экрана.

ИЗУЧЕНИЕ ПРОЦЕССОВ БИОДЕГРАДАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ НЕФТИ, ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ПОЧВУ

Ю.В. Бочкарева²

Научные руководители доцент Л.И. Сваровская², профессор Р.Р. Ахмеджанов¹

¹Институт химии нефти Сибирского отделения Российской Академии наук, г. Томск, Россия

²Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одной из проблем защиты окружающей среды при добыче и транспортировке нефти является ликвидация нефтяного загрязнения почвы. Нефть и нефтепродукты нарушают нативное состояние почвенных покровов и в целом разрушают структуру почвенных биоценозов. Экологическая проблема загрязнения почвы нефтью и нефтепродуктами является особенно острой для Западно-Сибирского и Северо-Кавказского регионов, республик Коми, Башкортостан, Татарстан, регионов Среднего и Нижнего Поволжья. Абсолютное большинство (89 – 96 %) аварийных разливов нефти вызывает сильные и во многом необратимые повреждения природных комплексов [1]. При рекультивации плодородных земель, загрязненных нефтью, (нефтепродуктами) многие технологии ориентированы на использование процессов восстановления плодородия почвы, за счет биодegradации разлитой нефти почвенными бактериями и естественного регулирования ее водосолевого баланса за счет дождевых и паводковых вод. Тем не менее, учитывая, что процессы естественного самоочищения почв от загрязнения во времени протекают очень медленно и зависят от многих факторов, в том числе в первую очередь, от климатических условий, предлагаются различные методы и средства интенсификации данных процессов [2].

Эффективность биодegradации углеводородов нефти бактериями зависит от целого ряда параметров, в том числе от наличия в почве достаточного количества питательных веществ и микроэлементов, необходимых для жизнедеятельности микроорганизмов деструкторов нефти [4]. Целью настоящего исследования является изучение влияния стимулирующих подкормок на рост и ферментативную активность аборигенной микрофлоры, окисляющей углеводороды в нефтезагрязненной почве.

Для создания экспериментальной модели нефтяного загрязнения в опытную емкость с почвой внесли нефть Вахского месторождения с вязкостью 10 мПа·с и плотностью 0,864 г/см³ при 20 °С. По результатам экстракции хлороформом горячим способом на аппарате Сокслета было рассчитано исходное загрязнение почвы, которое составило 8,42 %. На 3-и, 11-е и 45-е сутки эксперимента в опытные и контрольные образцы почвы вносили стимулирующую минеральную подкормку: 5% раствор композиции ПАВ, содержащей азотистые компоненты в концентрации 4,3 %, фосфаты (K₂HPO₄) – 0,2%, соли магния (MgSO₄) – 0,1% и 1 мл/л раствора микроэлементов по Хогланду [3]. Внесение подкормки было рассчитано исходя из того, что на 1 га вносят 200 л питательного раствора. Площадь поверхности нефтезагрязненной и контрольной почв составляла 0,0314 м².

Таким образом, на 3-и сутки в контрольные и опытные варианты вносили по 0,628 мл подкормки, а на 11-е сутки в два раза больше – 1,256 мл раствора этого же состава, на 45-е сутки – 5 мл 10% раствора композиции, содержащей 8,6 % азотистых минеральных компонентов. Динамику численности микроорганизмов в контрольной и опытной пробах почвы определяли методом посева на мясо-пептонную агаровую среду в чашки Петри. Полученные данные приведены в таблице.

Как следует из данных таблицы, численность микроорганизмов в опытной емкости на протяжении эксперимента увеличивалась за счет внесения подкормок. Максимальное увеличение численности до $5120 \cdot 10^9$ клет/г отмечено после внесения подкормки на 11-е сутки культивирования. Подкормка на 45-е сутки стимулировала увеличение численности на один порядок, который поддерживался до конца эксперимента. В контрольной емкости с чистой почвой максимальная численность микроорганизмов не превышала $4 \cdot 10^9$ клет/г. В опытном варианте рост численности аборигенной микрофлоры осуществлялся за счет углеводородокисляющей группы, которая утилизирует нефть в качестве источника энергии и углеводов. В контрольном эксперименте углеводородокисляющие микроорганизмы лишены источника энергии, и их численность определяется за счет других групп микроорганизмов, например денитрификаторов.

Таблица

Динамика численности микроорганизмов

Сутки	Численность микроорганизмов, млн клет/г	
	загрязненная почва (опыт)	чистая почва (контроль)
1	2,3	2,1
подкормка V = 0,628 мл		
7	23,7	16,3
9	64,0	20,4
11	408	440
подкормка V = 1,256 мл		
14	51200	2000
17	70000	4000
25	2900	2700
28	410	116
45	121	81
подкормка V = 5 мл		
49	4550	237
52	6600	450
59	2680	90

В окислении углеводов нефти принимают участие разнообразная и широко распространенная физиологическая группа микроорганизмов, представители которых относятся к родам: *Pseudomonas*, *Actinomyces*, *Brevibacterium*, *Bacillus*, *Mycobacterium*, *Micrococcus* и др.

Известно, что распад нефтяных углеводов в почве связан с окислительно-восстановительными процессами, происходящими при участии различных ферментов при доступе кислорода. Ферменты, принимающие участие в процессах деструкции углеводов и характеризующие общую метаболическую активность почвенной микрофлоры, относятся к группе каталаз и дегидрогеназ (рис.). Каталазы осуществляют распад различных перекисей и играют существенную роль в кислородном балансе почвы. Уровень их активности является критерием и самоочищающей способности почвы от нефти и нефтепродуктов. Дегидрогеназы принимают непосредственное участие в разложении углеводов, а высокоактивный кислород, образующийся при участии каталазы, обеспечивает доступным кислородом микроорганизмы, участвующие в процессах разложения углеводов. Кроме того, изменение активности каталазы в нефтезагрязненной почве связывается с изменением численности углеводородокисляющих микроорганизмов.

В процессе биодegradации в опытном варианте наблюдалось существенное увеличение дегидрогеназной активности бактерий в 2,5 раза, что свидетельствует о повышении жизнедеятельности микрофлоры и интенсивности процессов биоразложения (рис., Б). Каталазная активность в начале эксперимента ингибируется высоким уровнем загрязнения и после внесения подкормки на 45-е сутки резко возрастает (рис., А). В контрольной емкости на протяжении всего эксперимента особых изменений не отмечено.

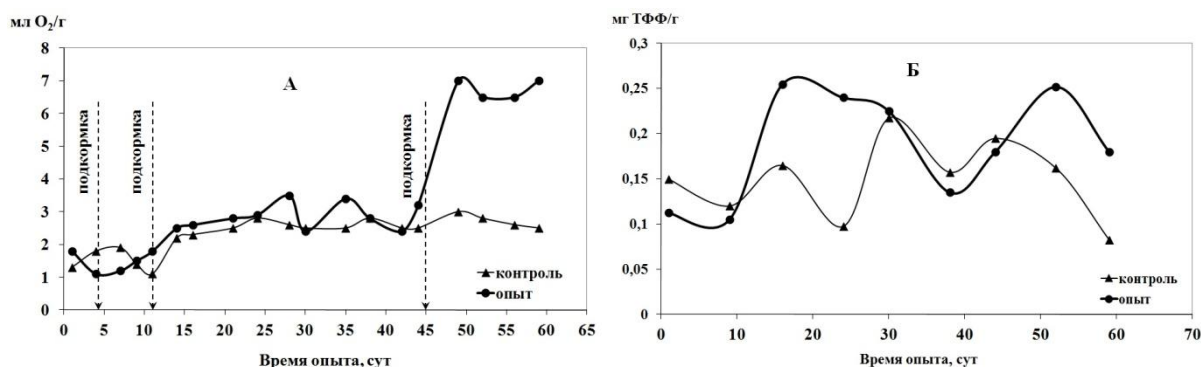


Рис. Изменение каталазной (А) и дегидрогеназной (Б) активности микрофлоры нефтезагрязненной почвы

Увеличение численности и ферментативной активности аборигенной микрофлоры нефтезагрязненных почв, стимулированной внесением питательных субстратов способствовало биодеструкции углеводов загрязняющей нефти. На 60-е сутки остаточное содержание нефти в почве составило 3,8 %, то есть снижение уровня загрязнения составило 55 %. ИК-спектрометрический анализ исходного загрязнения и после контакта нефти с активизированной аборигенной микрофлорой также свидетельствует о биодеструктивных процессах.

По результатам проведенного эксперимента можно сделать вывод, что при загрязнении почвы нефтью Вахского месторождения в концентрации 8,42 % и видовом разнообразии аборигенной микрофлоры, внесение минеральных подкормок стимулирует ее численность и ферментативную активность, что способствует рекультивации почвы и повышает ее плодородие.

Биологические методы рекультивации нефтезагрязненных почв основаны на ферментативной активности аборигенной углеводородокисляющей микрофлоры, стимулированной питательными субстратами, или на применении готовых биопрепаратов, содержащих активную группу углеводородокисляющих микроорганизмов. Выбор метода зависит от концентрации загрязнения нефтью и разнообразия почвенной микрофлоры.

Литература

1. Булатов В. И. Нефть и экология: научные приоритеты в изучении нефтегазового комплекса: Аналит. обзор / ГПНТБ СО РАН, Югорский научно-исследовательский институт информационных технологий. – Новосибирск, 2004. – 155 с.
2. Позднышев Г.Н., Манырин В.Н., Савельев А.Г. Перспективные способы добычи нефти и ликвидации нефтяных загрязнений. – Самара: Издательский дом «БАХРАХ-М», 2004. – 440 с.
3. Романенко В.И., Кузнецов С.И. Экология микроорганизмов пресных водоемов. Лабораторное руководство. – Л.: Наука, 1974. – 194 с.
4. Сваровская Л.И., Алтунина Л.И. Активность почвенной микрофлоры в условиях нефтяных загрязнений // Биотехнология. – М., 2004. – №3. – С. 63–69.

ИЗУЧЕНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО СОСТАВА ПРОБ ПОЧВ НА ТЕРРИТОРИИ СОРСКОГО МЕДНО-МОЛИБДЕНОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.В. Бутенко, М.Ю. Капустина

Научный руководитель доцент А.В. Таловская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ведущую роль в хозяйственной деятельности Республики Хакасии занимает горнодобывающая промышленность. На территории Республики Хакасии ведется добыча угля, золота, молибдена, барита, железа, мрамора, гранита, известняка и многих других полезных ископаемых. Одним из крупных месторождений является Сорское штоковерковое Cu-Mo месторождение, которое открыто в 1937 году, а строительство комбината началось в 1949 году, эксплуатация месторождения открытым способом – с 1953 года. Месторождение расположено в пределах Батенёвского кряжа, в восточных отрогах Кузнецкого Алатау. Главные рудные минералы: молибденит, пирит, халькопирит; основной жильный минерал – кварц. Комбинат включает карьер, обогатительную фабрику, хвостохранилище и многие другие промышленные объекты [2].

В ходе проведения геоэкологических практик в 1997–1998 гг. со студентами специальности «Геоэкология» сотрудниками кафедры геоэкологии и геохимии Томского политехнического университета (ТПУ) были отобраны пробы с хвостохранилищ Сорского месторождения. По результатам исследований выявлено, что в хвостах обогатительной фабрики отмечается повышенные концентрации Cu (150–200 г/т), Mo (200 г/т), Yb (3 г/т) и Ag (0,3 г/т) [1]. Разнос пылевых частиц с поверхности хвостохранилища с высокими концентрациями микроэлементов, а также растворение этих компонентов атмосферными осадками и загрязнение поверхностных вод отрицательно сказывается на общей экологической обстановке в данном районе [2].

Для изучения минерального состава почвы и определения в ней техногенных образований на территории Сорского Cu-Mo месторождения авторами было отобрано и проанализировано 2 пробы: проба № 1 – на расстоянии около 500 м от хвостохранилища, проба № 2 – на расстоянии около 250 м от отвала вскрышных пород.

На территории месторождения преобладают горно-подзолистые почвы. Отбор проб почв проводился согласно ГОСТ 17.4.3.01-83 [5]. Пробы почв отбирались из поверхностного слоя (0–10 см), предварительно очищенного от верхнего дернового слоя, специальной пробоотборной лопаткой, методом конверта. Масса объединенной пробы составляла не менее 1,5 кг. Отобранные образцы упаковывали в полиэтиленовые пакеты и завязывали шпагатом. На всех образцах указывали номер точки наблюдения.

Подготовка проб почвы к анализам не менее важная операция, чем сам отбор проб. Она складывается из нескольких последовательно протекающих этапов: предварительное подсушивание почвы при комнатной температуре, удаление крупных включений, затем почву растирают и просеивают через сито с диаметром отверстий 2,5 и 1 мм, проводят взвешивание и отправляют на анализ [3].

Исследования авторы проводили в учебно-научной лаборатории электронно-оптической диагностики Международного инновационного образовательного центра (МИНОЦ) «Урановая геология» кафедры геоэкологии и геохимии ТПУ. Исследование минерального состава проб почв, а также определения в них техногенных образований проводили с использованием бинокулярного стереоскопического микроскопа марки Leica ZN 4D с установлением процентного соотношения всех минеральных частиц и техногенных образований согласно запатентованной разработке сотрудников кафедры геоэкологии и геохимии ТПУ [4]. Наиболее характерные отдельные частицы отбирали для изучения их качественного состава на лазерном микроанализаторе ЛМА-10 (при консультации заведующего лабораторией Г.А. Бабченко). Отбор частиц производили при помощи иглы. Отобранные частицы (диаметром не менее 20 мкм) приклеивались на предметное стекло. После анализа частиц на ЛМА-10, спектрограммы расшифровывали на компьютере с помощью программы «АТОМ».

В результате изучения проб под бинокулярным микроскопом было выявлено следующие виды минеральных частиц (табл. 1):

12. Ортоклаз $K[AlSi_3O_8]$ – розоватые, желтоватые частицы, непрозрачные, полукатанные, стеклянный блеск.
13. Пирит FeS_2 – латунно-жёлтый, тёмно-жёлтый, металлический блеск.
14. Кальцит $CaCO_3$ – розоватые, прозрачные, угловатые кристаллы, стеклянный блеск.
15. Гематит Fe_2O_3 – плохо окатанные частицы черного цвета с сильным металлическим блеском, непрозрачные.
16. Кварц SiO_2 – непрозрачные и полупрозрачные желтоватые частицы со стеклянным блеском, окатанные, угловатые.
17. Молибденит MoS_2 – свинцово-серый цвет частиц, вкрапленных в кварц, металлический блеск.
18. Биотит $K(Mg,Fe)_3[Si_3AlO_{10}][OH, F]_2$ – чешуйки полупрозрачные, слоистые частицы стеклянного блеска с перламутровым отливом черно-зеленого цвета.
19. Пирролюзит MnO_2 , псиломелан $mMnO \cdot MnO_2 \cdot nH_2O$ – черные частицы, неокатанные или слабо окатанные, непрозрачные.

Исходя из результатов исследований, можно предположить, что частицы пирита, гематита, молибденита, а также пирролюзита и псиломелана поступают в почву из отвалов вскрышных пород и хвостохранилища посредством ветрового переноса. Следует отметить, что по результатам ранее проведенных исследований в составе вскрышных пород и хвостов обогащения были обнаружено содержание молибдена, железа и марганца.

В пробах техногенные образования представлены частицами шлака – бесформенными частицами с полуметаллическим блеском, черного и бурого цвета. Источником шлака на территории месторождения являются выбросы котельных.

Таблица 1

Вещественный состав проб почв с территории Сорского Cu-Mo месторождения, %

Тип частиц	500 м от хвостохранилища	250 м от отвала вскрышных пород
Минеральные частицы	98	95
Ортоклаз $K[AlSi_3O_8]$	40	40
Пирит FeS_2	5	2
Кальцит $CaCO_3$	15	20
Гематит Fe_2O_3	5	5
Кварц SiO_2	15	20
Молибденит MoS_2	5	5
Биотит $K(Mg,Fe)_3[Si_3AlO_{10}][OH, F]_2$	10	10
Пирролюзит MnO_2 , псиломелан $mMnO \cdot MnO_2 \cdot nH_2O$	3	3
Техногенные образования	2	5
Шлак	2	5

По результатам лазерного микроспектрального анализа на установке ЛМА-10 в составе различных частиц почвы, было выявлено качественное содержание основных элементов и элементов-примесей в этих частицах. Это позволило более точно определить типы минералов в пробах (табл. 2).

Таблица 2

Результаты лазерного микроспектрального анализа химического состава частиц проб почв с территории Сорского *Си-Мо* месторождения

Описание частиц	Основные элементы	Элементы-примеси	Минерал
Желтоватые, полуокатанные, непрозрачные	Ca	Cu, Fe, Ti, Mg, Al, Si	Кальцит
Угловатые, желтоватые, полупрозрачные	Si	Cu, Mg, Al	Кварц
Черные, непрозрачные	Fe	Cu, Mg, Al, Si, Ca	Гематит
Розоватые, прозрачные, угловатые	Al, Si, K	Ti, Mg, Ca, Ni	Ортоклаз

Таким образом, изучение почв на территории Сорского медно-молибденового месторождения комплексом методов анализа позволило выявить основные виды минералов, которые являются основной частью почвы (ортоклаз, кварц, кальцит), а также минералы, как пирит, гематит, молибденит, пиролюзит и псиломелан, поступают в результате ветровой эрозии поверхности отвалов вскрышных пород и хвостохранилища.

Литература

1. Азарова С.В. Отходы горнодобывающих предприятий и комплексная оценка их опасности для окружающей среды (на примере объектов республики Хакасия). Дис. на соискание ученой степени канд. геол.-минер. наук. – Томск, 2005. – 223 с.
2. Рихванов Л.П., Язиков Е.Г., Арбузов С.И., Шатилов А.Ю., Язиков В.Г., Худяков В.М. Путеводитель по району геоэкологической практики в Хакасии: Уч. пособие. – Томск: ТПУ, 2004. – 91 с.
3. Язиков Е.Г., Шатилов А.Ю. Геоэкологический мониторинг: Уч. пособие. – Томск: ТПУ, 2004. – 276 с.
4. Пат. 2229738 Россия, МПК7 G 01 V 9/00. Способ определения загрязненности почвенного покрова техногенными компонентами. Язиков Е.Г., Шатилов А.Ю., Багазий Т.В. Заявлено. 17.10.2002; Опубл. 27.05.2004.
5. ГОСТ 17.4.3.01-83. Почвы. Общие требования к отбору проб.

ДИНАМИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ ТОМСКА

А.А. Васильева

Научный руководитель доцент Г.Г. Журавлев

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Проблема загрязнения атмосферы в настоящее время остается одной из главных проблем современности. В результате деятельности человека в атмосферу поступает огромное количество различных вредных веществ, что ведет к изменению химического состава воздушной среды. Загрязнение воздушной среды прямо или косвенно наносит вред человеку, животным, растениям. По масштабам воздействия обычно выделяют: локальные загрязнения (часто значительного уровня), региональные и загрязнения глобального масштаба. Локальные загрязнения представляют важную проблему для городов, промышленных районов. Несмотря на ряд принимаемых мер, уровень загрязнения атмосферы во многих регионах России по-прежнему остается высоким [1,3]. Оценка загрязнения атмосферного воздуха любой территории является важнейшим методологическим вопросом мониторинга загрязнения окружающей среды, так как от этого напрямую зависят все дальнейшие природоохранные мероприятия и распределение средств на их выполнение [2]. Основу системы мониторинга составляют регулярные наблюдения, являющиеся единственным источником достоверной информации.

В данной работе исследована динамика концентраций основных примесей в атмосфере г. Томска - диоксид серы (SO₂), диоксид азота (NO₂), оксид азота (NO), оксид углерода (CO), пыль; специфических – формальдегид. Материалом для исследования послужили данные наблюдений Томского Центра по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды за период с 1975 по 2010 годы на 6 постах наблюдения за загрязнением (ПНЗ): ПНЗ-2 (пл. Ленина), ПНЗ-5 (ул. Герцена 68а), ПНЗ-11 (ул. Пролетарская 8б), ПНЗ-12 (пос. Светлый), ПНЗ-13 (ул. Вершинина 17в) и ПНЗ-14 (ул. Лаза 5/1). ПНЗ-7 (пр. Мира 41) в настоящее время закрыт. Пост наблюдения ПНЗ-12 находится в пос. Светлый, в северном направлении от Томска.

Диоксид серы, сернистый ангидрид (SO₂). В 1992 году концентрация SO₂ достигла величины 0,02–0,08 ПДК. С 1992 по 1996 годы наблюдалось небольшое повышение концентрации до 0,1 ПДК на ПНЗ-2, ПНЗ-5 и ПНЗ-14. Начиная с 1997 года и по настоящее время, концентрация диоксида серы на всех ПНЗ не превышает 0,05 ПДК, что говорит о незначительном вкладе данной примеси в общее загрязнение атмосферы г. Томска.

Диоксид азота (NO₂). На рисунке 1 показана динамика концентраций NO₂ на всех постах с 1993 года по 2010 годы. Практически всегда уровни концентраций колебались на уровне ПДК (были равны или выше), что указывает на высокий уровень загрязнения атмосферы данным ингредиентом. Этому способствует увеличение числа автотранспорта и, очевидно, некоторое увеличение объемов производства.



Рис. 1. Диоксид азота (1993-2010 г.г.)

Оксид углерода. Минимальные концентрации СО на всех постах наблюдались в 2004, 2005 годах, концентрация составила 0,18–0,35 ПДК. Начиная с 2006 года, наметилась тенденция к росту среднегодовой концентрации оксида углерода. Рост концентраций продолжался до 2009 года. Концентрация на некоторых постах превысила ПДК. Но в 2010 году концентрация СО на всех ПНЗ вновь снизилась и в настоящее время не превышает ПДК (находится в пределах 0,61–0,88 ПДК).

Взвешенные вещества (пыль). Анализ концентраций взвешенных веществ за весь период наблюдений на “длиннорядных” постах показывает, что среднегодовые уровни загрязнения на ПНЗ-2 и ПНЗ-11 единственный раз, в 2006 году, превысили ПДК. С 1992 года наблюдалось постепенное уменьшение уровня загрязнения, минимум наблюдался в 2000 году (в пределах 0,03 ПДК). Начиная с 2001 года до 2006 год, наблюдается рост концентраций пыли, в 2006 году на ПНЗ 2 концентрация 1,3 ПДК, на ПНЗ 11 – 1,1 ПДК (рис. 2).

С 2007 года и по 2010 год на всех ПНЗ (за исключением ПНЗ-5) наблюдается постепенное снижение концентраций. Динамика концентрация пыли на ПНЗ-5 была практически «синхронна» с ПНЗ-2 и ПНЗ-11, но средний уровень концентраций значительно выше. Как уже отмечалось, это обусловлено нахождением ПНЗ рядом с интенсивными потоками автотранспорта, крупными предприятиями. Эта синхронность была нарушена в 2008 и 2009 годах, когда концентрация газа этом пункте (в отличие от других) значительно увеличилась и превысила ПДК (2008 год – 1,59 ПДК и 2009 год – 1,94 ПДК). Но в 2010 году концентрация пыли на этом ПНЗ вновь снизилась до уровня 0,77 ПДК.

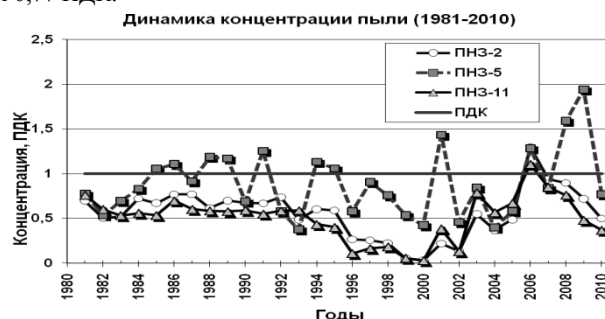


Рис. 2. Пыль (1981-2010 г.г.)

Оксид азота (NO). Наблюдения за оксидом азота проводились на двух постах: ПНЗ-2 и ПНЗ-11. В целом за рассматриваемый период среднегодовые концентрации оксида азота практически не превышали уровень 0,5 ПДК. С 1993 года по 2000 год наблюдалось медленное падение среднегодовых концентраций, в 2000 году был достигнут минимум концентраций.

С 2001 года наметилась тенденция к увеличению среднегодовых концентраций оксида азота, это увеличение продолжалось до 2003 года. С этого года до 2010 года на ПНЗ не наблюдается резких изменений концентраций, они варьируют в небольших пределах: (0,39–0,51) ПДК на ПНЗ-2 и (0,28–0,36) ПДК на ПНЗ-11.

Специфические загрязнители. Рассматривая динамику загрязнения атмосферы г. Томска специфическими загрязнителями, следует отметить, что наблюдения за ними проводятся не во всех районах, а только там, где имеются соответствующие производства.

Формальдегид. Анализ динамики среднегодовых уровней загрязнения формальдегидом (рис. 3), показывает, что, несмотря на значительно меньшие валовые выбросы этого ингредиента, среднегодовые концентрации формальдегида на всех ПНЗ значительно превышают ПДК.

С 1996 года по 2000 годы наблюдался рост концентраций, к 2000 году концентрации формальдегида достигли уровня 6,7 ПДК на ПНЗ-5 (минимум) до 9,7 ПДК на ПНЗ-2 (максимум). Начиная 2001-2002 годов, наблюдалось падение уровня концентраций, это падение продолжалось до 2005 года. Минимум составил 2,4 ПДК (ПНЗ-5), максимум – 5 ПДК (ПНЗ-2). В 2006 году вновь наметилась тенденция к росту концентраций формальдегида. В 2007 году среднегодовые уровни загрязнения формальдегидом были зафиксированы на уровнях 3,7 ПДК на ПНЗ-5 (минимум) и 7,6 ПДК на ПНЗ-13 (максимум).

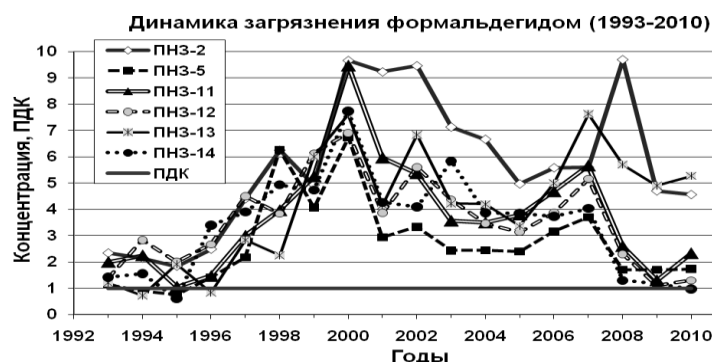


Рис. 3. Формальдегид (1993-2010 г.г.)

С 2007 года по 2010 год концентрации формальдегида на всех ПНЗ практически синхронно вновь начали уменьшаться, оставаясь выше ПДК. Эта синхронность была нарушена на ПНЗ 2, где в 2008 году отмечен единственный «всплеск» концентрации формальдегида до 9,7 ПДК.

Анализ полученных данных показывает, что за рассматриваемый период концентрация примесей изменялась в широких пределах. На динамику, вероятно, повлиял перевод многих предприятий на газ, сокращение объемов производства, увеличение количества автомобилей и т.п. Особенно заметны изменения в величинах концентраций диоксида серы и оксида углерода. В начале периода среднегодовые концентрации этих ингредиентов превышали ПДК в 2-4 раза, затем, в результате перевода предприятий теплоэнергетики на газ и мазут, произошло значительное снижение вклада этих предприятий в общее загрязнение атмосферы г. Томска. Это также привело к перераспределению объемов выбросов между промышленностью и автотранспортом, сейчас ведущую роль в загрязнении атмосферы играет автотранспорт – 77%.

Литература

1. Берлянд М.Е. Прогноз и регулирование загрязнения атмосферы.- Л., Гидрометеиздат, 1985. – 272 с.
2. Селегей Т.С. Формирование уровня загрязнения атмосферного воздуха в городах Сибири. – Новосибирск: Наука, 2005. – 248 с.
3. Соськин Л.Р. Синоптико - статистический анализ и краткосрочный прогноз загрязнения атмосферы.- Л., Гидрометеиздат, 1991. – 224 с.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ НАКОПЛЕНИЯ УРАНА, ФТОРА, РТУТИ В СНЕГОТАЛОЙ ВОДЕ НА ТЕРРИТОРИИ Г.ТОМСКА И ЕГО ОКРЕСТНОСТЕЙ

Д.В. Василенко

Научный руководитель доцент Н.А. Осипова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Двадцатый век (особенно вторая его половина) был ознаменован стремительным ухудшением состояния окружающей среды. Хозяйственная деятельность человека, все возрастающее техногенное воздействие на окружающую природную среду, обострение противоречий между научно-техническим прогрессом и экологическим благополучием могут в ближайшее время привести к катастрофическим последствиям. Повышение промышленно-энергетического потенциала, концентрация населения в городах, рост загрязненности окружающей среды привели к резкому увеличению частоты и масштабов техногенных катастроф и стихийных бедствий в разных районах земного шара, увеличению заболеваемости среди населения [1].

Особенностью г. Томска является расположение в зонах жилой застройки большей части промышленных производств (Томская ГРЭС-2, ОАО «Томскэнерго», ОАО «Манотомь», ОАО «Томский электроламповый завод», ОАО «Сибэлектромотор» и др.). Наиболее крупный источник загрязнения атмосферного воздуха и других компонентов природной среды – Томская ГРЭС-2 – расположена в Советском районе города.

Снеговой покров представляет собой одну из самых идеальных сред эколого-геохимического изучения с целью контроля, загрязнений, поступающих на территорию через атмосферу. В составе снега отражаются не только пылевые загрязнения от автотрасс, строительного-монтажных работ и действующих карьеров, регламентированные и аварийные аэрозольные выбросы от дымовых труб и вентиляционных систем, но и испарения от различного рода объектов, таких как свалок, отстойников, хранилищ [2]. Объектом данного исследования является химический состав снеготалой воды.

Измерение массовой концентрации урана в талой снеговой воде выполнены люминесцентным методом на анализаторе жидкости «Флюорат-Панорама», согласно ПНДФ 14.1:2:4.38-95. Определение фтора проводили методом потенциометрического титрования с фтор селективным электродом. Определение ртути проводили

атомно-абсорбционным методом на приборе Анализатор ртути «РА-915+» с пиролитической приставкой «ПИРО-915+».

Ртуть обнаруживается в снежном покрове в результате выбросов в атмосферу, образующихся в процессе технологических операций на промышленных предприятиях. Осаждаясь, она скапливается в снежном покрове, активно взаимодействует с окружающей средой и нарушает установившееся ранее экологическое равновесие. Значительная часть ртути находится в составе взвешенных частиц и в виде метилированной ртути, последняя форма может формироваться как химическим, так и микробиологическим путем. Для Hg важнейшим источником являются стационарные установки по сжиганию топлива, на порядок ниже – доля цветной металлургии и цементного производства. Применение ртути как фунгицида в сельском хозяйстве и садоводстве также влечет загрязнение окружающей среды.

Поступая в атмосферу с промышленными выбросами, в результате сгорания различных видов топлив, с пылью, поднятой ветром, продуктами вулканической деятельности, ртуть переносится воздушными потоками на большие расстояния и оседает на поверхности Земли в виде частиц или с атмосферными осадками.

Содержание ртути в исследуемых пробах талой снеговой воды лежит в интервале от 0,008 до 0,067 мкг/л (рис. 1). Среднее значение концентрации ртути в снеготалой воде 0,029 мкг/л. Максимум 0,067 мкг/л наблюдается в п. Самусь, минимум 0,008 мкг/л в п. Тимирязево, п. Моряковка и п. Киреевск, что чуть выше фонового значения 0,006 мкг/л (Ледник Актру) [3]. В качестве фонового значения принято значение концентрации ртути в снеготалой воде ледника Актру. Содержание ртути в фоновой пробе (п. Киреевск) немного выше содержания фтора в талой снеговой воде, принятой за фон ледника Актру. Максимальные значения ртути в районе п. Самусь связано с деятельностью СХК, т.к. масштабное концентрирование ртути техногенной природы фиксируется вблизи ряда предприятий ядерно-топливного цикла. Так, например, в срезах годовых колец деревьев, аномальное содержание ртути находится в районе деятельности СХК.

Максимальные концентрации ртути в снеготалой воде, превышающие 0,029 мкг/л наблюдаются в г. Томске в районе золоотвала ГРЭС-2 и на улице Л. Толстого (в непосредственной близости от ГРЭС-2) (рис. 1). Ртуть в углях является опорным элементом при изучении влияния выбросов ТЭЦ на окружающую среду. Основные выбросы ГРЭС-2 исходят из двух труб высотой по 130 м, вследствие чего зона интенсивного воздействия данного предприятия топливно-энергетического комплекса составляет более 2500 м.

Фтор обнаруживается в снежном покрове в результате выбросов в атмосферу, образующихся в процессе технологических операций на промышленных предприятиях. Значения концентраций соединений фтора находятся в диапазоне от 20 до 2543 мкг/л, среднее содержание фтора 248,06 мкг/л. Максимум (2543 мкг/л) наблюдается в п. Самусь, минимум (20 мкг/л) в п. Тимирязево, п. Моряковка и п. Киреевск, что равно фоновому значению (20 мкг/л) [3].

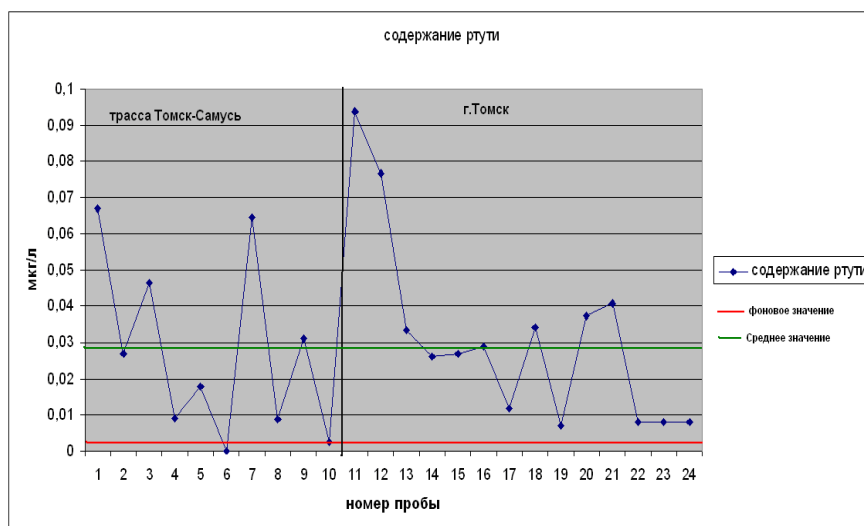


Рис. 8. Уровни накопления ртути в снеготалой воде

Значения концентраций соединений урана находятся в диапазоне от 0,01 до 0,72 мкг/л, максимум наблюдается в п. Самусь, минимум в п. Тимирязево, п. Моряковка и п. Киреевск, что равно фоновому значению 0,01. В качестве фонового значения принято значение концентрации ртути в снеготалой воде ледника Актру [3]. Среднее значение концентрации урана в снеготалой воде (0,117 мкг/л) выше фонового значения (рис. 2).

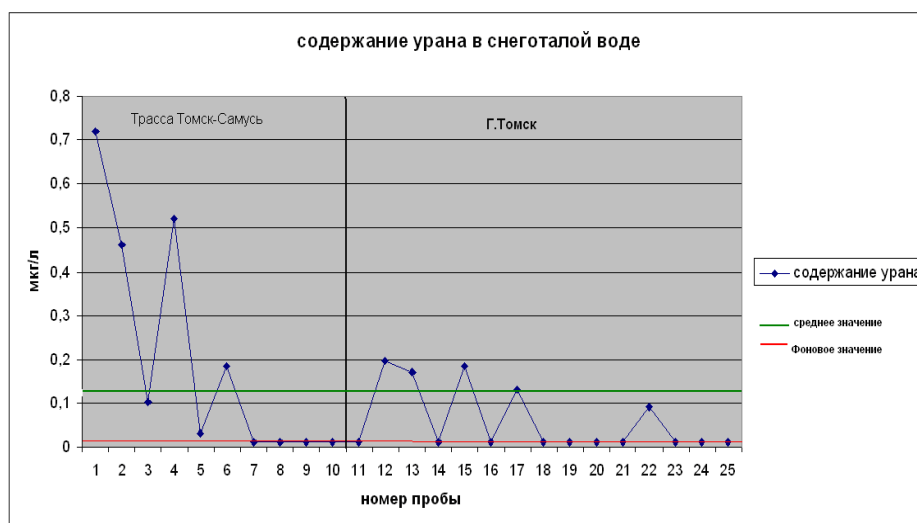


Рис. 2. Содержание урана в снеготалой воде

Наивысшие значения содержания урана наблюдается в зоне действия Сибирского химического комбината, что отчетливо видно на всей трассе Томск- п. Самусь. По данным Л.П. Рихванова (1997), п. Самусь, Георгиевка и Наумовка находятся в зоне действия СХК, здесь обнаруживается наибольшая эффективная эквивалентная доза (>750 мЗв) [4]. В городе Томске высокие концентрации урана наблюдаются в районе золоотвала ГРЭС-2 (0,196 мкг/л) и в районе ул.Л.Толстого (ГРЭС-2) – 0,170 мкг/л. Сжигание углей, содержащих радиоактивных элементов, приводит к повышенному содержанию урана в компонентах природных сред. Наиболее значимые корреляционные связи в выборках наблюдаются в снеготалой воде города Томска между U и F.

Проанализировав данные по заболеваемости жителей города Томска, можно говорить о том, что в основном страдают органы дыхания томичей, что возможно связано с выбросами промышленных предприятий и автотранспорта.

Литература

1. Адам А.М. Природные ресурсы и экологическая безопасность Западной Сибири. – М.: НИА-Природа, 2001. – 172 с.
2. Гигиеническая оценка атмосферных выпадений урана и других токсических элементов в зоне наблюдения НЗХК на территории города Новосибирска / ГУ «Новосибирский научно-исследовательский институт гигиены Минздрава России». Ответственный исполнитель М.А. Креймер – Отчет, 2004. – 60 с.
3. Особенности распределения химических элементов в талой воде ледника Большой Актру (Горный Алтай) / Л. П. Рихванов и др. // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2008. – Т. 313, № 1: Науки о Земле. – С. 97–103.
4. Рихванов Л.П. Общие и региональные проблемы радиозэкологии. – Томск: Изд-во ТПУ, 1997. – 384 с.

НЕФТЕДОБЫЧА КАК АНТРОПОГЕННЫЙ ДЕСТРУКТОР БИОЛОГИЧЕСКОГО РАЗНООБРАЗИЯ СОСУДИСТЫХ РАСТЕНИЙ (НА ПРИМЕРЕ ООО «РН-ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ»)

Д.М. Ведерникова

Научный руководитель доцент П.П. Гриценко

Тюменский государственный нефтегазовый университет, филиал в г. Нефтеюганске, Россия

На сегодняшний день в распоряжении компании «РН-Юганскнефтегаз» 35 лицензионных участков общей площадью 19 тысяч квадратных километров. На балансе компании в 2010 г было 12500 скважин, в том числе 8555 эксплуатационных нефтяных и газоконденсатных, за два года действующий фонд добавилось еще 504 скважины и в 2012 году Общество намерено ввести 103 новых скважины, в результате чего общий фонд составит около 13000 скважин. Более 10000 км нефтепроводов, на факелах сгорает ежегодно почти миллиард кубометров попутного газа (2008 г. – 633 млн м³, 2009 г. – 865 млн м³, 2009 г. – 875 млн м³; в целом по компании попутного газа утилизируется на уровне 67%, хотя на Приобском месторождении под самый конец 2011 г. была попытка выйти на утилизацию 95% этого газа) [16, 17] Только на территории Нефтеюганского района находится 8600 источников выбросов, объём сверх лимитного выброса только за 2007 года составил 20052,767 тонн за счёт увеличения количества сжигаемого попутного газа, а в Ханты-Мансийском районе только на Приобском месторождении составили 168931, 5 тонн, из них сверхлимитный выброс загрязняющих, канцерогенных и ядовитых веществ составил 91878, 644 тонны.

Количество аварий на нефтепроводах имеют астрономические цифры. Только в Нефтеюганском районе в 2006 году произошло 2656 аварий, площадь загрязнения земель нефтепродуктами составил 206, 7 га. В 2007 году произошло 2385 аварий, площадь загрязнения земель составило 305, 4 га, в 2008 г. произошло 2443 аварии загрязнено 149, 808 га земель, в 2009 – 2398 случаев порыва нефте- и продуктопроводов. Эксплуатируются бракованные трубы на нефтепроводах более 1000 км. На Приразломном нефтяном месторождении требуется замена 80% нефтепроводов. Не рекультивированы более 2000 га земель [1, 3]. Только в Нефтеюганском районе не рекультивированы 495 буровых шламовых амбаров и могильников, а промышленные отходы на балансе ООО «РН Юганскнефтегаз» на 1 января 2008 г. составляют 172801, 655 тонн, буровой шлам 2179713 тонн [4, 8, 9, 15].

В отношении подобного образа ведения хозяйства многократно возбуждались уголовные дела ввиду отказа от добровольной ликвидации последствий аварий [1, 3, 9, 11, 17].

Основной ущерб природным комплексам от воздействия нефтедобычи на окружающую среду состоит в уменьшении лесопроизводящих площадей, сокращении общего запаса насаждений, в снижении количества первичной продукции растений в 2–4 раза, в захлавлении и загрязнении прилегающих к объектам территорий,

нерациональном использовании срубленной древесины, повышении пожарной опасности. Отчуждение земель, рост санитарной и пожарной опасности, а также беспокойство охотфауны характерны почти для всех объектов. По сочетанию таких негативных воздействий, как разрушение древостоев, живого напочвенного покрова и почв, нарушение гидрологического режима почв, загрязнение, различные объекты нефтедобычи индивидуальны. Если воспользоваться индексами воздействия: 1 – сокращение покрытых лесом площадей; 2 – трансформация лесных земель; 3 – нерациональное использование древесных ресурсов; 4 – расчленение лесных массивов, образование неустойчивых кулис и опушек; 5 – захлавление древесными остатками и стройматериалами; 6 – увеличение источников лесных пожаров, повышение пожарной опасности; 7 – механическое повреждение растительности и почвенного покрова; 8 – термическое повреждение растительности; 9 – нарушение гидрологического режима почв (затопление, подтопление); 10 – загрязнение газообразными выбросами; 11 – загрязнение нефтепродуктами; 12 – загрязнение минерализованными водами; 13 – загрязнение шламом и буровыми растворами; 14 – загрязнение химвеществами, то приуроченность негативных воздействий нефтегазодобывающего комплекса на природу по ведущим факторам выразится следующим образом: трассы сейсмопрофилей (1)-3-(5), линии электропередачи и связи 1-2-3-4-5-(7), трассы перетаскивания буровых установок (1)-3-(5)-7-(9), автодороги 1-2-(3)-4-(5)-6-7-9-(10), водоводы (1)-2-(3)-(4)-(5)-7-(9)-(12), нефтепроводы, продуктопроводы 1-2-3-4-5-(6)-7-11, газопроводы 1-2-3-4-5-(6)-7-(10), буровые площадки 1-2-(3)-5-6-7-(9)-11-12-13-14, кустовые насосные станции заводнения нефтяных пластов (1)-2-(5)-7-(9)-12, нефтенасосные станции (1)-2-(5)-(6)-7-(11), центральные пункты сбора и подготовки нефти, газа и воды (1)-2-(5)-(6)-7-(9)-(10)-(11)-(12)-(14), факельные устройства (1)-2-(5)-6-7-8-10-11, свалки (1)-2-5-6-7-(10), компрессорные станции (1)-2-(5)-(6)-7-10, карьерные выемки (1)-2-(5)-7-9, производственные базы (1)-2-7-(11), населенные пункты (1)-2-6-7, ГРЭС 10, места захоронения загрязнителей (1)-2-(5)-7-(11)-14 [5, 10, 14].

Более чем двадцатилетние наблюдения и ботанические исследования территории Ханты-Мансийского автономного округа позволяют сделать ряд заключений о характере воздействия на биологическое разнообразие сосудистых растений нефтедобывающей отрасли. На лицензионных участках ООО «РН-Юганскнефтегаз» флора сосудистых растений (аборигенных и вселенцев) представлена более чем 450 видами. Из них Плауновидных – 5, Хвощевидных – 7, Папоротниковидных – 9, Голосеменных – 6, Однодольных – 118, Двудольных – 335 видов. Здесь же встречаются 29 видов растений, занесенных в Красную книгу Ханты-Мансийского автономного округа: баранец обыкновенный, башмачок капельный, влагилицецветник маленький, горечавка легочная, горицвет кукушкин, гроздовник многораздельный, дремлик болотный, земляника лесная, кокушник длиннорогий, ладея трехнадрезанный, ликоподиелла заливаемая, лилия кудреватая, лук черемша, любка двулистная, медуница мягенькая, мякотница однолистная, надбродник безлистный, очеретник белый, пальчатокоренник пятнистый, пион уклоняющийся, повойничек водноперечный, поллопестник зеленый, прострел желтеющий, страусник обыкновенный, тайник сердцевидный, тайник яйцевидный, телиптерис болотный, фегоптерис связывающий, хаммарбия болотная и 4 вида из Красной книги Тюменской области – ежевика сизая, качим метельчатый, кувшинка четырехлепестная и пальчатокоренник гибридный [6, 7].

Для оценки характера и степени воздействия на биоразнообразие растительных сообществ используем классификацию, представленную в таблице.

По нашим наблюдениям нефтепромысловая деятельность затронула альфа-, бета- и гамма-разнообразия, в первую очередь за счет разрушения сложившихся природных связей в растительных сообществах (изменение гидрологического режима, лесные пожары, высокая загазованность атмосферы, кислотные осадки и т.п.). Это приводит к обеднению видового состава фитоценозов, выпадению отдельных видов и замещению аборигенных растений видами-вселенцами (в этом плане весьма агрессивно ведут себя кострец безостый, донник белый и лекарственный, полевица гигантская, тростник южный, ячмень гривастый). Пожарища очень быстро заселяют иван-чай узколистый и малина и через 3–4 года появляются всходы довольно быстро растущей березы. Сукцессионный процесс приводит к смене хвойных или смешанных лесов на малопродуктивные березняки или осинники, с соответствующей сменой и травянистых растений. Вдоль транспортных магистралей проникает значительное количество адвентивных сорняков, а с ними нередко и многолетники из южных регионов, которые могут вытеснять в сообществах коренные виды и начинать доминировать в сообществах [2]. Но бывает, что нарушенные местообитания обильно заселяют аборигенные виды, к примеру, на песчаных участках сильно разрастается хвощ зимующий, сюда перемещается и гроздовник многораздельный. Редчайший краснокнижный вид ликоподиелла заливаемая и редкий баранец обыкновенный найдены нами также на участке техногенного происхождения.

Таблица

Классификация форм и типов разнообразия по Р. Уиттекеру [12, 13]

Инвентаризационное разнообразие	Дифференцирующее разнообразие
<i>Точечное альфа-разнообразие</i> – разнообразие в пределах пробной площади или местообитания в пределах сообщества	<i>Внутреннее бета-разнообразие</i> (мозаичное разнообразие, изменение между частями мозаичного сообщества)
<i>Альфа-разнообразие</i> (внутреннее разнообразие местообитания для описания, представляющего гомогенное сообщество)	<i>Бета-разнообразие</i> (разнообразие между различными сообществами вдоль градиента среды)
<i>Гамма-разнообразие</i> (для ландшафта или серии проб, включающей более чем один тип сообщества, конкретную флору или фауну)	<i>Дельта-разнообразие</i> (географическая дифференциация, изменение сообщества вдоль климатических градиентов или между географическими регионами)
<i>Эпсилон-разнообразие</i> (для биома, географического региона, включающего различные ландшафты)	<i>Омега-разнообразие</i> (разнообразие биомов в рамках эпсилон-разнообразия)

Литература

1. Генеральная прокуратура РФ: Содержание нефти на загрязненных ООО «РН-Юганскнефтегаз» участках превышает фоновые показатели в 75 раз [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://su.urbc.ru/261281-generalnaya-prokuratura-rf-soderzhanie-nefti-na-zagryaznennykh-ooo-rn-yuganskneftegaz-uchastkax-prevyshaet-fonovye-pokazateli-v-75-raz.html>
2. Гриценко П.П., Давыдова Т.Н., Давыдов Н.В. Флора транспортных магистралей и дорог окрестностей поселка Куть-Ях Нефтеюганского района // Биологические ресурсы и природопользование. : Дефис,- Сургут, 2007 – вып. 10- С.164–185.
3. «Дочку» Роснефти обвиняют в загрязнении более 75 тыс. кв м леса в Югре [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://ural.ria.ru/ecology/20111012/81858266.html>
4. Загрязнение и рекультивация земель и водных объектов нефтедобывающими предприятиями [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.admhmao.ru/socium/ekologiya/voda2.htm>
5. Захаров А.И., Гаркунов Г.А., Чижов Б.Е. Виды и масштабы воздействий нефтедобывающей промышленности на лесной фонд Ханты-Мансийского автономного округа [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.zadachi.org.ru/?n=63862>
6. Красная книга Ханты-Мансийского автономного округа: животные, растения, грибы. – Екатеринбург: Изд. Дом «Пакрус», 2003. – 376 с.
7. Красная книга Тюменской области: животные, растения, грибы. – Екатеринбург: Изд-во Уральск. Университета, 2004. – 496 с.
8. Обзор «О состоянии окружающей среды Ханты-Мансийского автономного округа в 1996 году». – Ханты-Мансийск, 2008. – 128 с.
9. Прокуратура ХМАО призвала к ответу «РН-Юганскнефтегаз» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.vsluh.ru/news/oilgas/211728.html>
10. Соловьянов А.А. Экологические последствия сжигания попутного газа на факелах [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.imemo.ru/ru/conf/2009/00209_2.pdf
11. Суд потребовал от «РН-Юганскнефтегаз» ликвидировать последствия аварийных разливов нефти [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.rian.ru>
12. Уиттекер Р. Сообщества и экосистемы – М.: Прогресс, 1980 – 328 с.
13. Чернов Ю. И. Биологическое разнообразие: сущность и проблемы // Успехи соврем. Биол., 1991. – т. 111, вып. 4 – С. 499–507.
14. Чижов Б. Е. Лес и нефть Ханты-Мансийского автономного округа. – Тюмень: изд-во Ю. Мандрики, 1998 – 144 с.
15. Экология Тюменской нефтедобычи [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.bellona.ru/enwl/Archive/1237843917.64/1240610163.34>
16. Юганскнефтегаз [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.rosneft.ru>
20. /Upstream/ProductionAndDevelopment/western_siberia/yuganskneftegaz/«Юганскнефтегаз» – виновник половины экологических аварий в ХМАО // <http://www.autochannel.ru/ecology/415014510.html>
17. Юганскнефтегаз навредил природе на 10 млн рублей [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.vsluh.ru/news/oilgas/119341.html?print=1>

ПРИРОДА И НАШЕ ЗДОРОВЬЕ

Т.В. Высотина

Научный руководитель заместитель директора В.Е. Коноплева

**Прокопьевский филиал Сибирского государственного индустриального университета,
г. Прокопьевск, Россия**

Психологи говорят: эмоционально наполненная жизнь необходима молодому человеку, чтобы он был здоровым, чтобы с удовольствием воспринимал жизнь вокруг него и замечательно воспринимал учебный процесс. Что говорят врачи по поводу – хотя бы 2-х дней на свежем воздухе?! – и так понятно. А что скажут сами

студенты, если им предложить выбор – свобода и приключения или сидение у телевизора или распитие пива в баре – ну спросите их... Если не поменять хотя бы на неделю дымный серый город на места, где и воздух, и вода, и леса – чистые, где солнце садится за горы, где вечером костры и песни, то что тогда останется вспоминать девять длинных студенческих месяцев? Конечно, свобода, которая может быть дана студенту – относительна. И приключения должны ограничиться новизной впечатлений, и не представлять никакой опасности здоровью. То есть, на отдыхе рядом с молодым человеком должны быть, люди, чей опыт и умение позволят организовать все так, что студент почувствует себя героем и первооткрывателем, а родители его останутся абсолютно спокойными и уверенными: если с их великовозрастным чадом и произойдет на отдыхе что-нибудь, то только перемены к лучшему. СТО «КПД» работает и вовлекает в работу студентов 1–5 курса. В нашу программу входят: краеведческая школа, экологическая школа, школа начальной туристской подготовки, волонтеры, школа обеспечения безопасности жизнедеятельности – предмет, знакомый студентам под названием БЖД. Если же перейти на обычный человеческий язык, то начать надо с идеи: сделать молодежный отдых не только полезным для здоровья, но и важным для формирования личности. Увидеть красоту природы, которая в некоторых местах нашей области еще сохранила свою первозданность, ошутить на деле, что такое взаимовыручка, научиться не хныкать, если трудно, и преодолевать страх, если страшно. Научиться уважать природу, друг друга и себя. Почувствовать свою ответственность за себя и свою группу. Этому учиться никогда не поздно. Зимой – Осман (это Горная Шория), Кузнецкий Алатау, летом – остров Яшмовый (Горная Шория), пещера Шора (Хакассия), окрестности Прокопьевска. И то, и другое место называют Сибирской Швейцарией, чтобы подчеркнуть: здесь ничуть не хуже (и даже лучше) чем на заграничном курорте.

Где же мы живем? Летом – в палатках на острове Яшмовый, омываемый рекой Кондома. Зимой – на турбазах, в оздоровительных лагерях, приютах. Сколько ребят одновременно будут отдыхать? От 10 до 60 студентов! Ведь им время от времени надо отдыхать. Причем, не только от вуза, но и от родителей. От размеренной жизни с готовым обедом, с телевизором и с компьютером. От того, что утром прекрасно знаешь, как пройдет вечер. От этого неплохо бы иногда отдохнуть и их родителям, и преподавателям. Наши задачи: 1. Рассмотреть направления, маршруты отдыха студентов и другой их деятельности; 2. Определить вредное действие окружающей среды города на молодой организм и познание нового в походах. Изучить федеральный закон «о здоровье населения»; 3. Провести маршруты, походы, научные исследования в городе и по Кемеровской области, закрепить их по категориям. 4. Проанализировать собранный исследовательский материал, сделать практические выводы, выработать конкретные предложения, маршруты и пропагандировать их среди студентов университета, и в средствах массовой информации. Методы исследования: 1. Поиск, отбор, систематизация и анализ материала (с привлечением многочисленных источников, дополнительной литературы, интернета); 2. Исследовательский; 3. Экскурсия, маршрут, поход, экспедиция; 4. Синтез полученных наблюдений и практические выводы. Этапы работы: 1. Изучение, анализ, синтез теоретического материала; 2. Формирование проблем по изученной теоретической и практической части. Работа со статистическим материалом по изучению окружающей среды и её влиянию на здоровье молодежи в городах Кемеровской области. 3. Туристические экскурсии, походы, различные мероприятия; 4. Разработка конкретных предложений, рекомендаций и выводов. Научная новизна работы заключается в следующем: рассмотрен большой теоретический материал исследований по влиянию окружающей среды на здоровье молодого человека. На основании исследовательской и практической (уже проведенных мероприятий, походов, экспедиций) работы и анализа данных формируются практические выводы и предложения, пропагандируемые среди студентов и в средства массовой информации, для ознакомления по нашему направлению.

Для ребят красота и романтика – не пустые слова, а ещё для некоторых и витамин роста, а так как познание родной земли, все дальние и большие путешествия начинаются у порога родного дома, в окрестностях своего города, поселка, села – в походах выходного дня, в экскурсиях на природу, в тех мероприятиях, в которых проходит студенческая жизнь. Из всех многочисленных форм еженедельного отдыха туристский поход выходного дня является наиболее доступным и эффективным. Но его можно сочетать и с познавательными элементами... «Путешествовать в меру своих сил и свободного времени...» – призывал писатель К.Г. Паустовский. Он не без оснований утверждал, что каждое путешествие – проникновение в область значительного и прекрасного [1]. Начинать это проникновение, приобщаться к путешествиям проще всего через походы выходного дня.

Занятия туризмом являются наиболее рациональным способом использования свободного времени студентов. Именно воскресные дни и есть та необходимая пауза в трудовых и учебных буднях, которую нужно использовать для восстановления сил, расширения кругозора, развития творческого потенциала. Смена обычной, повседневной обстановки, смена деятельности, образа жизни дает человеку возможность получить заряд бодрости и здоровья. Загородная прогулка в субботу или воскресенье, совершаемая группой людей по заранее определенному маршруту в течение нескольких часов – и есть поход выходного дня. Он так и называется: прогулочный поход. Есть и другие походы выходного дня – экскурсионные, оздоровительные, тренировочные и соревновательные. Друг от друга они отличаются протяженностью, продолжительностью – от трех часов до трех суток, скоростью движения, характером дороги и естественных препятствий. Походы выходного дня разделяются по видам туризма – способам передвижения на местности. В Кемеровской области наиболее популярны пеший, водный, лыжный, спелео-туризм. **Родной край!** Здесь мы родились и живем, здесь впервые ощутили ласковый свет солнца, здесь мы начали узнавать окружающий нас мир. Мы живем в Сибири. Богата и разнообразна ее природа. Высокие, покрытые вечными снежниками горы, бескрайняя тайга, прорезанная голубыми лентами рек, – создают неповторимую красоту нашего края [3]. И когда мы уезжаем куда-нибудь, то с тоской вспоминаем нашу речку или озеро, холмы или горы, свой родной город. Разнообразие и огромные запасы

полезных ископаемых «сделали» нашу область одной из развитых в промышленном отношении в России. Кемеровская область. Кузнецкий каменноугольный бассейн. Кузбасский регион. Земля Кузнецкая. И это наша малая Родина. «Нет мест краше наших», – так заявляют люди, по настоящему влюбленные в природу своей земли. И мы надеемся, что вскоре опять вернемся в волшебный край родной природы. А впереди нас ждут встречи с новыми и интересными путешествиями и походами по нашему родному краю. Каждый, готовый ступить на туристскую тропу, должен помнить, что поход не просто прогулка на лоне природы. Он требует определенной выносливости, тренированности, знания мер безопасности, техники и тактики туризма, умения преодолевать естественные препятствия, ориентироваться на местности, оказывать доврачебную помощь, готовить пищу на костре, знать правила охраны природы и многое другое [2]. Каждая туристская группа, собираясь в дальний поход, должна руководствоваться Инструкцией Минобразования России по организации и проведению походов со студентами, оформлять соответствующие маршрутные документы (приказ по университету, маршрутный лист), обращаться за консультациями в маршрутно-квалификационную комиссию при «Центре туризма и краеведения», вставать на учет в службе спасения ГУ ГО и ЧС администрации Кемеровской области. Нами разработаны несколько маршрутов по окрестностям города Прокопьевска и Кемеровской области для студентов 1-5 курса и их уровня подготовки.

Литература

1. Мытарев А.А., Савельева Л.М., Сафонов Л.П. Наш край родной: Учеб. пособие. – Кемерово: Кн. изд., 1977. – 67 с.
2. Правила безопасности при геологоразведочных работах. – М.: Недра, 1979. – 249 с.
3. Соловьев Л.И. Живи, Кузнецкая Земля! – 1997. – 251 с.

УРОВЕНЬ ПЫЛЕВОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ НА ТЕРРИТОРИИ КОЛПАШЕВСКОГО РАЙОНА ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

М.С. Гаврилова

Научный руководитель доцент А.В. Таловская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Сложившаяся в течение многих лет напряженная экологическая ситуация во многих регионах России представляет собой серьезную угрозу для состояния здоровья населения. В результате недостаточного регламентирования антропогенного и техногенного воздействия цивилизации на биосферу в последние годы отмечается значительное ее изменение, оказывающее неблагоприятное влияние на здоровье населения. К важнейшим факторам, характеризующим санитарно-эпидемиологическое благополучие населения, относится атмосферный воздух [3, 5].

Целью данной работы является изучение уровня пылевого загрязнения на территории Колпашевского района Томской области.

Колпашевский район – один из крупных районов Томской области. Его площадь составляет 17,1 тыс. км². Район граничит на севере с Парабельским, Верхнекетским районами, на юге – с Бакчарским, Молчановским районами. Район располагает большими запасами торфа (более 2 млрд. тонн), пригодного для производства всех видов торфопродукции. Имеются запасы хлоридно-натриевых минеральных вод, а также строительные материалы (песок, известь) и сапропелевые озера – источники ценного удобрения. Имеет перспективу добыча нефти и газа. На территории Колпашевского района открыто крупнейшее в мире Бакчарско-Колпашевское железорудное месторождение. Основными водными артериями являются р. Обь и р. Кеть. Минеральный источник (буровая скважина № 5, п. Чажемто) имеет лечебно-оздоровительного значения. Санаторно-курортное лечение заболеваний опорно-двигательного аппарата ведется в санатории «Чажемто» (хлоридно-натриевые ванны, сапропелевое грязелечение, минеральная вода), находящемся в 40 км от Колпашева.

По количеству выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух Колпашевский район попадает в группу районов с умеренной нагрузкой на атмосферу. Систематические наблюдения за загрязнением атмосферного воздуха в г. Колпашево по программе мониторинга показывают, что уровень загрязнения характеризуется как низкий (благоприятный для проживания). Так, в 2009 году количество выбросов вредных веществ в атмосферу на территории района составило 1,939 тыс. тонн, в 2008 г – 1,968 тыс. тонн. На территории района антропогенная нагрузка на атмосферный воздух распределена неравномерно, основная масса выбросов приходится на г. Колпашево и составляет 84%.

Основным источником загрязнения атмосферного воздуха в г. Колпашево являются выбросы автотранспорта, которые составляют 63% от общегородских валовых выбросов. На газообразное топливо переведены 15 котельных г. Колпашево, в результате чего количество выбросов загрязняющих веществ снизилось на 50% и в их составе отсутствуют – сажа, мазутная зола, сернистый ангидрид, пыль неорганическая [3, 5].

Органами федеральной службы в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека по Томской области выполнено ранжирование административных районов области по показателю общего комплексного загрязнения окружающей среды, в соответствии с которым Колпашевский район входит в число районов с минимальным уровнем комплексного загрязнения окружающей среды и по степени напряжения санитарно-гигиенической ситуации. Экологическая обстановка территории Колпашевского района изучалась

также сотрудниками кафедры геоэкологии и геохимии ТПУ. Исследованы геохимические особенности почв, накипи, волос и щитовидная железа человека [1].

Для изучения атмосферных пылевых выпадений автором проводился отбор проб снега на территории Колпашевского района. Всего было отобрано 40 проб снега в 7 населенных пунктах – с. Белояровка, с. Новосёлово, с. Тогур, г. Колпашево, с. Озерное, с. Могильный мыс, с. Чажемто. Отбор проб и пробоподготовка осуществлялась согласно нормативным документам и многолетнему опыту сотрудников кафедры ГЭГХ [2, 4].

По результатам исследования, на территории Колпашевского района величина среднесуточной пылевой нагрузки изменяется в пределах от 0,6 до 31 мг/(м²·сут), при фоне 7 мг/(м²·сут) [3] (табл.). В соответствии со существующей градацией (менее 250 мг/м² в сутки) величина пылевой нагрузки соответствует низкой степени загрязнения атмосферы и неопасному уровню заболеваемости населения, проживающего на данной территории. Вклад в общую запыленность вносят как локальные источники на территории населенных пунктов, так и дальний перенос. В целом величина пылевой нагрузки находится на уровне фона.

Таблица

Величина среднесуточной пылевой нагрузки на территорию населенных пунктов Колпашевского района Томской области, мг/(м² · сут)

Населенный пункт	Кол-во проб	Pn ср	Pn min	Pn max
с. Белояровка	5	1,82	0,6	3,1
с. Тогур	5	2,84	1,9	4,3
с. Чажемто	7	5,37	0,6	15,6
с. Новоселово	5	5,49	1,2	16,8
с. Озерное	5	5,84	1,9	12,9
г. Колпашево	10	8,84	2,1	41
с. Могильный мыс	3	12	2,1	31
Колпашевский район	40	6,05		

Примечание: Pn ср - усредненная величина пылевой нагрузки, Pn min - минимальная величина пылевой нагрузки в населенном пункте, Pn max - максимальная величина пылевой нагрузки в населенном пункте; фон (Средний Васюган) - 7 мг/(м² · сут.), данные А.Ю. Шатилова, 2001 г. [2]

В с. Чажемто, где расположено санаторий, величина пылевой нагрузки составляет 5 мг/(м²·сут). Следует отметить, что в населенных пунктах (с. Тогур, с. Озерное, с. Новоселово, с. Могильный мыс и с. Белояровка), в которых пробы отбирались возле котельных, работающих на угле, величина пылевой нагрузки изменялась от 2 до 5 фонов.

Среди районов Томской области (Томский – 70 мг/(м²·сут), Шегарский – 8 мг/(м²·сут), Молчановский – 11 мг/(м²·сут), Кожевниковский – 17 мг/(м²·сут), Зырянский – 15 мг/(м²·сут), Асиновский – 72 мг/(м²·сут) Колпашевский район имеет наименьшую величину пылевой нагрузки (6,05 мг/(м²·сут). Это связано с практическим отсутствием промышленных предприятий в г. Колпашево и близ расположенных районов Кроме этого, на газообразное топливо переведены 15 котельных г. Колпашево.

Таким образом, по результатам проведенных исследований уровень загрязнения атмосферного воздуха в Колпашевском районе характеризуется как низкий (благоприятный для проживания). По полученным данным уровень пылевого загрязнения на территории Колпашевского района находится на уровне фона.

Литература

1. Рихванов Л.П. Состояние компонентов природной среды Томской области по данным эколого-геохимического мониторинга и здоровье населения / Л.П. Рихванов, Е.Г. Язиков, Н.В. Барановская, Л.В. Жорняк, А.В. Таловская, О.А. Денисова, Ю.И. Сухих // Безопасность жизнедеятельности., 2008. – № 1. – С. 29–37.
2. Шатилов А.Ю. Вещественный состав и геохимическая характеристика атмосферных выпадений на территории Обского бассейна: автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. – Томск, 2001. – 24 с.
3. Экологический мониторинг: Состояние окружающей среды Томской области в 2010 году / Авторы: Гл. ред. А.М. Адам, редкол.: В.А. Коняшкин, С.Н. Воробьев, Ю.В. Лунева; Департамент природн. ресурсов и охраны окружающ. среды Том. обл., ОГУ «Облкомприрода». – Томск: Издательство «Графика ДТР», 2011. – 144 с.
4. Язиков Е.Г., Таловская А.В., Жорняк Л.В. Оценка эколого-геохимического состояния территории г. Томска по данным изучения пылеаэрозолей и почв: монография. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 264 с.
5. Официальный сайт Колпашевского района [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://kolpadm.tom.ru/ecology/air>.

УНИКАЛЬНЫЙ ПАМЯТНИК В РАЙОНЕ ПОСЕЛКА БАРЗАС – «БАРЗАССКАЯ РОГОЖКА»**Д.В. Галинский**

Научные руководители заместитель директора В.Е. Коноплева,

Преподаватель Н.И. Гончарова

*Прокопьевский филиал Сибирского государственного индустриального университета,
г. Прокопьевск Россия***«Жизни присуща история»**

Альберт Эйнштейн

Цель данной работы: познакомиться с древнейшими девонскими растениями Салаира – первыми прапапоротниками нашей области и постараться убедить людей в их уникальности и охране, так как местонахождение этих древних редких растений - редкий природный памятник.

Задачи исследования: 1. Исследование заповедного геологического объекта – местонахождение древнего угля – барзасской рогожки, орестовии. 2. Рассмотреть геопалеонтологическую историю жизнедеятельности древних растений. 3. Собрать гербарный материал древнейших растений – орестовий, барзасский. 4. Изучение в лабораторных условиях морфологии растений и по возможности (сохранности) их анатомического строения. 5. Изучение роли данных ископаемых растений – для расчленения и корреляции континентальных отложений, – возможности выделять стратиграфические подразделения вплоть до подъярусов и зон, – и их географическое распространение, как самых древних растений (возраст этих растений более 400 млн. лет).

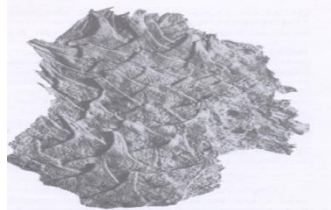
Методы исследования: 1) статистический; 2) теоретический (работа с источниками данных); 3) исследовательско-лабораторный; 4) экскурсионный.

Будущее возникает из прошлого – это непреложный закон. Но процесс этот длительный, а изменения постепенны. Редко когда можно встретить сформировавшегося потомка среди еще процветающих предков. Вот такой редкий случай и предлагается в качестве заповедного геологического объекта.

В конце силурийского периода, примерно 420 млн. лет тому назад, в истории жизни на Земле произошло знаменательное событие - началось освоение суши растениями.

В окрестностях пос. Барзас есть уникальный по многим параметрам геологический памятник. Листоватый уголь при выветривании распадается на мумифицированные стебли растений, из которых образовался. А ведь все другие каменные и бурые угли на поверхности окисляются, превращаясь в бесструктурную сажу. Орестовии можно держать в руках, изгибать, хранить как гербарный материал. Очень немногие растения, даже из совсем недавнего прошлого, сохраняются в таком виде. Здесь же мы имеем дело с остатками растений, живших 400 млн. лет тому назад. Удивительные растения орестовии. То ли водоросли, обладающие такими явными признаками высших наземных растений, как плотная наружная оболочка - кутикула, проводящая система и приспособления для транспирации (дыхания), то ли одно из первых растений, освоивших сушу, но сохранивших архаичный внешний облик и многие другие черты внутреннего строения.

Хорошая сохранность остатков позволила установить, что они принадлежали древнему плауновидному, имевшему все признаки высшего наземного растения: кутикуловый покров (кожицу), центральную проводящую систему в виде лестничных трахеид, даже устьица на поверхности листочков. При жизни это было травянистое растение с многократно ветвящимся, горизонтальным и приподнимавшимся стеблем цилиндрической формы диаметром до 3 см. Листья, налегая друг на друга, имеют форму равнобедренного треугольника с широким, объемлющим стеблем, основанием и узкой шиловидной верхушкой. У старых стеблей, за счет их роста в толщину, основания листьев растягивались, уплощались, и только их кончики четко выделялись, принимая вид шпиков, чем напоминали, по словам М.Д. Залесского, настоящие шипики псилофитов (рис.) [1].

*Рис. Барзассия (н.в.)*

Барзассии очень редкие ископаемые растения. В Кемеровской области они встречаются лишь в одном месте, в самом селе Барзас, на правом берегу одноименной реки у развалин заброшенной шахты, построенной в 1935 г. для добычи «барзассита» – листоватого каменного угля. И больше нигде, хотя сам уголь найден еще в нескольких местах вдоль северо-восточной окраины Кузнецкого бассейна. По литературным данным барзассии известны также в юго-восточной части Казахстана, в Прибалхашье, где обнаружены в тонких пропластках сходного с нашим листоватого угля [1].

Во-первых, возраст барзассии, как и их «соседки» по углю орестовии, являются современницами первых наземных растений. Они существовали в раннедевонскую эпоху, почти 400 млн. лет тому назад. Несмотря на такой «почтенный» возраст они удивительно хорошо сохранились – с ними можно работать как с гербарным

материалом. Если сделать тонкий срез (шлиф), то под микроскопом станет видимым клеточное строение, взаимное расположение слоев тканей и другие детали. Во-вторых, поражает полная эндемичность всех растений, как углеобразователей (барзассий и орестовий), так и других, встреченных в почве угольного пласта. Все остальные флористические ассоциации, найденные в девонских отложениях по окраинам Кузнецкого бассейна, связаны между собой, по крайней мере, общностью видового состава и уровнем эволюционного развития, а часто, вообще, одинаковы. Барзасская флора стоит особняком, представляя особую группировку торфяных болот с активным торфонакоплением, существовавшую длительное время (раз накопился пласт каменного угля мощностью 3 м) в условиях низкой приморской равнины. Поэтому можно сказать, что это – древнейшая болотная экосистема Земли. В-третьих, барзассии – участницы первой в мире попытки углеобразования на основе высших наземных растений. Потом, через 50–100 млн. лет после них в карбоновом и пермском периодах, в различных частях Земли, на всех континентах, даже покрытой сейчас льдом Антарктиде, накопились сотни миллиардов тонн гумусовых каменных углей. Явление это станет обычным. Но тот уголь, который состоит из орестовий и барзассий, навсегда останется первым в истории, неповторимым [2].

Такой же уникальной редкостью являются барзассии – стелющиеся маленькие кустики – предки высоких лепидодендронов и сигиллярий, деревьев каменноугольного периода с колоннообразными стволами и мощной кроной.

Систематическое положение барзассий понимается одинаково всеми исследователями, которые их изучали. Они отнесены к отделу плауновидных высших споровых растений. Правда, пока не известно, как выглядели и были устроены их органы размножения. Но общий план строения стеблей очень сходен с таковым у вымерших астероксиловых и протолепидодендроновых, да и у современных плаунов. Если месторождение барзасситов у села Барзас будет эксплуатироваться, а такое предполагается для их переработки в органическое вяжущее асфальто-бетонных дорожных покрытий, мы лишимся очень интересного в научном отношении геологопалеонтологического памятника. Исчезнут сразу три уникальных раритета: сам листоватый уголь и прекрасно сохранившиеся остатки образовавших его растений – барзассий и орестовий [2].

Необходимо позаботиться об их сохранности: а) или оставить целиком угля; б) или провести детальные палеонтологические работы и в) собрать полную с дубликатами коллекцию редкостей.

г) или то и другое вместе. Чрезвычайно велика роль ископаемых растений для расчленения и корреляции континентальных отложений. Листовая флора и спорово-пыльцевой анализ дают возможность выделять стратиграфические подразделения вплоть до подъярусов и зон. Кроме того, водоросли и высшие растения, обитающие в водной среде, позволяют установить температуру бассейна (холодноводные, тепловодные), его глубину и соленость. Ископаемые наземные растения помогают реконструировать климатические пояса, проводить палеофлористическое районирование суши и т.д. Породообразующая роль растений значительна, а для образования торфа, горючих сланцев и углей – исключительна. В процессе углеобразования участвовали не только высшие растения, обитавшие преимущественно во влажных тропиках и создававшие заросли типа мангровых, где наиболее интенсивнее происходило углеобразование, но и орестовий, и барзассии. Человек не должен забывать о вредных последствиях своей деятельности и обязан возместить наносимый ущерб и урон природе, ибо от этого зависят и судьба земных недр, и судьба геопалеонтологических и природных памятников, а также лесов и водоёмов, да и судьба самого человечества.

Литература

1. Бондаренко О.Б., Михайлова И.А. Палеонтология. – М.: Изд. М-го универс., 1997. – 1 т. – 447 с.
2. Шаров Г.Н., Надлер Ю.С. Заповедные геологические памятники Кемеровской области. – Новокузнецк, 2001. – 159 с.

РАДИОАКТИВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ – УРАН И ТОРИЙ В ПОЧВЕННОМ ПОКРОВЕ УРБАНИЗИРОВАННОЙ ТЕРРИТОРИИ ГОРОДА ИРКУТСКА И ЕГО ПЕРИФЕРИИ

П.П. Грицко

Научный руководитель доцент В.И. Гребенщикова

**Институт геохимии им. А.П. Виноградова Сибирского отделения Российской академии наук,
г. Иркутск, Россия**

Город Иркутск – крупный областной и промышленный центр Восточной Сибири с общей площадью 432 км² и населением около 600 тыс. человек [2]. Среди 150 предприятий, насчитывающихся в городе, 21 относится к категории «потенциально опасных» для населения. Инфраструктуру города определяют промышленные предприятия теплоэнергетического, транспортного, машиностроительного, деревообрабатывающего, авиационного, химического и других комплексов [6]. Вследствие размещения в городе крупных промышленных производств, их технологического несовершенства, включая низкую эффективность очистного оборудования, Иркутск на протяжении многих лет включается в Приоритетный список городов с самым высоким уровнем загрязнения воздуха [3].

Радиоактивность почв обусловлена присутствием в них широкого набора радиоактивных элементов естественного и техногенного происхождения. Радиоактивные элементы, поступающие в почву с техногенными выбросами промышленных предприятий, с локальным ветровым переносом пылевых частиц и аэрозолей золо- и

шлакоотвалов, при добыче и переработке полезных ископаемых, сжигании топлива, влиянии автотранспорта, в результате нефтедобычи, складирования отходов горнодобывающих и перерабатывающих предприятий, применения минеральных удобрений и т.д., рассеиваются и мигрируют, загрязняя почву и воду сопредельных территорий. Более того, повышенные концентрации радионуклидов могут быть обусловлены собственными месторождениями или рудопроявлениями этих элементов.

Проведенные на территории города Иркутска и его периферии эколого-геохимические исследования показали на отдельных участках повышенные концентрации в почвогрунтах U и Th. Такие концентрации элементов обнаружены не только на территории административно-хозяйственных агломераций и промышленных объектов, но и в пределах жилых массивов.

Основная цель исследования – оценить радиоэкологическое состояние почвенного покрова города Иркутска и его периферийных площадей посредством исследования валового содержания тория и урана и их соотношения в поверхностном (аккумулятивном) горизонте, выявить на территории города участки повышенных концентраций исследуемых радионуклидов для дальнейшего прогнозирования и рационального использования данных участков.

Опробование почв и почвогрунтов на выявление валового содержания в верхнем горизонте урана и тория проводилось летом (июнь–август) 2010 года по заранее составленной и адаптированной с учетом проходимости местности карте масштаба 1:100000. Исследуемая территория города и его окружения «разбивалась» на участки 1000x1000 м, на каждом из которых методом «конверта» отбиралась одна обобщенная проба. При изучении почв и почвогрунтов рассматривалось состояние генетического горизонта на глубину 0–10 см (исключая лесную подстилку). В итоге было проанализировано 188 почвенных проб методом РФА (рентгено-флуоресцентный анализ). Анализы проводились в аналитической лаборатории Института геохимии СО РАН (аналитик Т.С. Айсуева). Предел обнаружения элементов составляет 1 мг/кг. Правильность методики определения U и Th в почвах оценивали с помощью стандартных образцов.

Результаты экспериментальных материалов подвергались статистической обработке с использованием программного пакета ArcGis методом Kernel interpolation: были построены моноэлементные карты площадного распределения тория, урана и их соотношения в поверхностном горизонте почвенного покрова города Иркутска и его периферии, на которых выделены собственно фоновые и так называемые условно «аномальные участки», отражающие степень загрязнения почв.

Анализ полученных эмпирических данных проводили в сравнении с фоновым содержанием исследуемых поллютантов в верхнем горизонте почв по Иркутской области [4], которое для U составило 2,01 мг/кг, для Th – 6,26 мг/кг. По результатам исследования в 2010 г. (авторские данные) в почвах г. Иркутска и его окружения фоновое содержание U оказалось идентичным региональному фону – 2,01 мг/кг, Th – несколько выше регионального фона – 9,0 мг/кг. Содержание урана варьирует в пределах от < 1 до 23,30 мг/кг, тория – от 2,90 до 27,44 мг/кг. Среднее содержание урана составило 2,85 мг/кг, тория – 9,33 мг/кг. Для сравнения, по А.П. Виноградову [1] среднее содержание в гумусовых горизонтах почв для U составляет 2 мг/кг, для Th – 6 мг/кг (табл.).

Максимальные концентрации урана проявились в виде двух небольших по площади локальных аномалий в районе Иркутска-II: возле теплоэлектроцентрали, работающей на угле и вблизи взлетной полосы ОАО НПК «Иркут» (Иркутский авиазавод) – 23,30 мг/кг и 15,80 мг/кг соответственно. Относительно повышенное содержание урана (18,74 мг/кг) в почвах в городе Иркутске наблюдается на острове Юность возле детской железной дороги. В районе военной базы микрорайона Зеленый, вдоль промзоны микрорайона Рабочее и вблизи территории АЗС в предместье Марата (рынок «Покровский») также отмечаются отдельные небольшие участки с содержанием урана, незначительно превышающим значение регионального фона.

Максимальные концентрации тория отмечаются в Правобережном районе Иркутска – предместье Марата (16,94 мг/кг – возле Радищевского кладбища) и непосредственно в предместье Радищева на одном из дачных участков; а также в районе военной базы микрорайона Зеленый (27,44 мг/кг). Причина выявленных повышенных концентраций этого радионуклида к настоящему времени еще не установлена.

Таблица

Содержание урана и тория в поверхностном горизонте почв г. Иркутска и его окружения, мг/кг

Параметр	U	Th
Максимальное содержание	23,3	27,44
Минимальное содержание	0,5	2,9
Среднее содержание	2,85	9,33
Кларк (по А.П. Виноградову, 1957)	1	6
Региональный фон в аллювиальных почвах Байкальского региона (по В.И. Гребенщиковой и др., 2008)	2,01	6,26
Локальный фон г. Иркутска*	2,01	9,0

Примечание: * Локальный фон является медианой и рассчитан на основании анализов 188 проб почв по г. Иркутску и его окружению.

Слабый и фоновый уровни загрязнения почвенного покрова верхнего горизонта города как U, так и Th, рассредоточены, преимущественно, по окраинам города, на дачных, садовых участках и сельскохозяйственных земельных угодьях, так как на данных территориях происходит ежегодное перепахивание, что приводит к частичному естественному выносу радиоактивных изотопов с продуктами сельского хозяйства или миграции на более глубокие почвенные горизонты, что в дальнейшем необходимо изучить по почвенным разрезам.

Важным оценочным показателем загрязнения почв является величина Th/U отношения. Анализ литературных данных [5] позволяет утверждать, что Th/U отношение на уровне 3–5 наблюдается у подавляющего большинства почв различных регионов, стран и континентов вне зависимости от их генетического типа.

Результаты проведенного исследования показали, что соотношение Th/U в почвенном покрове поверхностного горизонта города Иркутска и его периферии преимущественно находится на уровне регионального значения – 3,5–5. В основном это урбанизированные территории города, зоны массовой жилой застройки.

Полученные результаты распределения валового содержания Th и U в поверхностном горизонте почв и почвогрунтов города Иркутска и его периферийных площадей свидетельствуют о широкой распространенности и изменчивости содержаний этих элементов, которые зачастую превышают региональный фон. Однако повышенные относительно фоновых значений концентрации экотоксикантов имеют локальный характер и не занимают большую площадь на территории города Иркутска.

Вследствие того, что опробование городских почв и почв окружения города производилось на глубину от 0 до 10 сантиметров, на данный момент можно лишь предполагать о техногенном генезисе участков повышенных значений. В пользу данного утверждения говорит тот факт, что повышенные относительно фоновых значений содержания элементов наблюдаются непосредственно в районах с антропогенным прессингом.

В целом, проведенная оценка валовых содержаний радиоактивных элементов – урана и тория в аккумулятивном горизонте почв города Иркутска и его сопредельных площадей свидетельствует о существенных вариациях концентраций радионуклидов, что зависит от многих параметров, определение которых представляет собой цель для дальнейших исследований.

Литература

1. Геохимия редких и рассеянных химических элементов в почвах / Под ред. А.П. Виноградова. – Москва, 1957. – 237 с.
2. Государственный доклад. О состоянии и об охране окружающей среды Иркутской области за 2010 год. – Иркутск: ООО Форвард, 2011. – 400 с.
3. Государственный доклад. О состоянии и об охране окружающей среды Иркутской области в 2009 году. – Иркутск: Главное управление природных ресурсов и охраны окружающей среды МПР России по Иркутской области, 2010. – 585 с.
4. Гребенщикова В.И., Лустенберг Э.Е., Китаев Н.А., Ломоносов И.С. Геохимия окружающей среды Прибайкалья (Байкальский геоэкологический полигон). – Новосибирск, 2008. – 234 с.
5. Радиоактивные элементы в окружающей среде и проблемы радиозологии: учебное пособие / Под ред. Л.П. Рихванова. – Томск: STT, 2009. – 184 с.
6. Шергина О.В., Михайлова Т.А. Состояние древесных растений и почвенного покрова парковых и лесопарковых зон г. Иркутска. – Иркутск, 2007. – 200 с.

ОТРАЖЕНИЕ ПРИРОДНОЙ И ТЕХНОГЕННОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ В КРОВИ ЖИТЕЛЕЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Т.Ч. Дамдинова

Научный руководитель доцент Н.В. Барановская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В организме человека содержится великое множество химических элементов – почти вся таблица Менделеева. Без них невозможна жизнедеятельность человеческого организма, поскольку они входят в состав ферментов, гормонов, витаминов, пигментов или активируют их в процессе обмена. Они поступают в организм человека вместе с водой, пищей, воздухом, поэтому микроэлементный состав крови, ногтей, волос, мочи, зубов дает картину состояния среды обитания [4].

Главной задачей всегда является выбор наиболее подходящих для целей исследования биосубстратов и методов анализа.

Наиболее информативными следует считать те ткани или органы, которые вовлечены в процессы «хранения» (депонирования) и «аккумуляции» (концентрирования) для дальнейшего функционального использования (табл. 1) [7].

Кратковременные по экспозиции и значительные по степени отклонения элементного статуса изменения, отражены в их концентрации в жидких средах организма, тогда как твердые ткани (волосы, ногти, кости) представляют элементный статус, формирующийся в течение длительного времени (месяцы, годы) [5].

Таблица 1

Информативность определения химических элементов в крови, моче и волосах [7]

Элемент	Кровь	Моча	Волосы	Элемент	Кровь	Моча	Волосы
As	+	+	+	Fe			+
Al			+	Pb	+		+
Ba			+	Mg			+
Bi	+			Hg	+	+	
B			+	P			+
Cd	+	+	+	Se	+		
Ca	+	+	+	Ag	+		
Cr	+	+		Sr			+
Co	+			Tl	+		
Cu	+	+	+	Zn	+		+

Однако следует учитывать также сложности отбора проб, пробоподготовки и непосредственно анализа исследуемой среды. Нами, в качестве индикатора состояния окружающей среды, была выбрана кровь человека.

В ходе исследований было отобрано 276 проб крови жителей различных районов Томской области. Отбор осуществлялся в период 1999 – 2008 гг. и в 2010 г. Забор крови проводился медицинскими работниками из вены в стерильный шприц. Пробоподготовка включала высушивание, измельчение сухого остатка крови, взвешивание по 100 мг и упаковка в алюминиевые пакетики. Для определения элементного состава применялся инструментальный нейтронно-активационный анализ, проведенный в ядерно – геохимической лаборатории кафедры геоэкологии и геохимии, функционирующей на базе исследовательского ядерного реактора Томского политехнического университета (аналитики с.н.с. А.Ф. Судыко, Л.В. Богутская). Аналитическое исследование проведено в аккредитованной лаборатории по аттестованной методике.

В крови жителя Томской области было обнаружено 29 элементов периодической таблицы, включая эссенциальные микроэлементы (Fe, Zn, Co, Cr, Se), условно эссенциальные (Br, As), токсичные (Rb, Ag, Au, Sr, Ba, Hg, Sb), потенциально токсичные (Rb, Ag, Au, Sr, Ta) (по классификации [5]), а также радиоактивные и редкоземельные.

Мы определили количественные содержания элементов в крови жителей десяти различных районов Томской области: Шегарского, Чаинского, Александровского, Бакчарского, Верхнекетского, Зырянского, Каргасокского, Кожевниковского, Первомайского и Томского.

На основе полученных данных нами был установлен средний оценочный уровень накопления элементов в крови, типичный для жителя Томской области. Используя полученные средние содержания по области в целом, мы изучили и охарактеризовали следующие районы: Томский, Зырянский и Бакчарский, как районы с наибольшим количеством проб: 154, 62 и 35 соответственно.

Для этого нами были рассчитаны коэффициенты концентрации элементов в крови жителей указанных районов относительно среднеобластного показателя, а также построены диаграммы, на которых ярко выражена специфика каждого отдельного района (рис.).

Как видно из приведенных рядов накопления химических элементов в крови жителей Зырянского, Бакчарского и Томского районов, наибольшим их количеством характеризуется состав биосубстрата жителей первых двух районов. Наиболее техногенным из них является Томский, в свою очередь два других являются преимущественно аграрными, однако именно для Томского района характерны наиболее низкие значения коэффициентов накопления элементов. По – видимому, в составе этой ткани мы видим в большей степени отражение постоянно поступающих элементов, характеризующих природную составляющую. Так, для Зырянского района отмечались высокие содержания урана в воде [1, 3], связанные с наличием горизонтов бурых углей, содержащих его повышенные уровни и ряда редких и редкоземельных элементов [4]. Судя по всему, присутствие урана в столь значительных концентрациях является следствием поступления с водой в организм жителей района. А наличие в этих углях РЗЭ, возможно, отразилось в крови через достаточно высокие концентрации лютеция и лантана. Мышьак, стоящий первым в ряду накопления в крови жителей Бакчарского района, является специфичным для железорудного месторождения, расположенного на территории этого района. Вероятно, накопление тяжелых металлов в крови жителей Томского района в незначительных количествах и отсутствие в ряду таких физиологически значимых элементов, как кальций, цинк и других, указывает на присутствие кратковременных, непостоянных выросов токсичных элементов, характерных для процессов техногенеза, либо отражает их перманентное поступление. Необходимо отметить, что недостаток элементов, характерный для этого района на фоне более удаленных от антропогенных источников двух других территорий, так же является показателем неблагополучия.

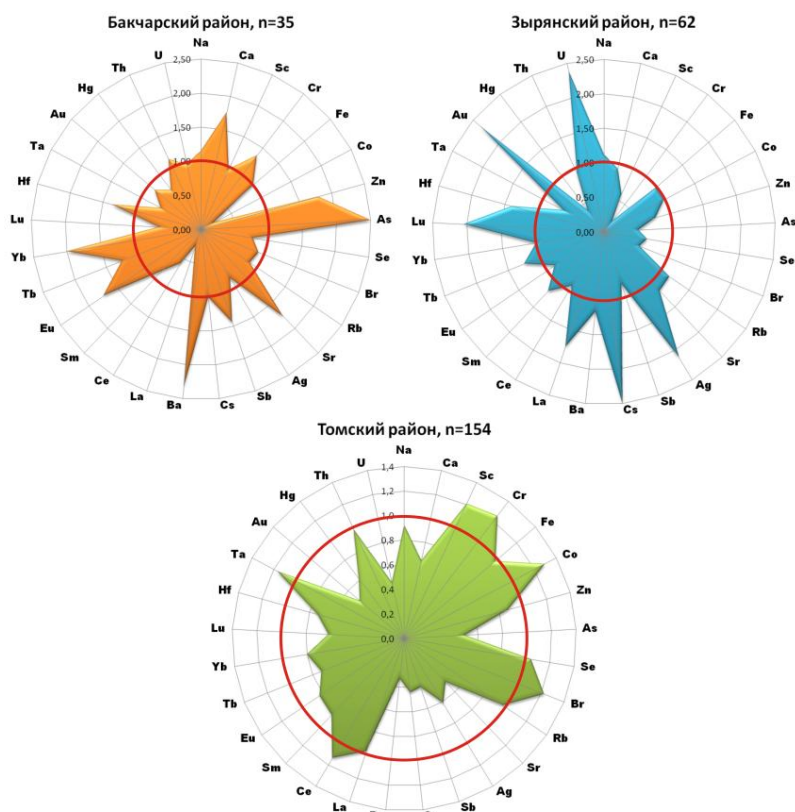


Рис. Диаграммы коэффициентов концентрации относительно среднего по Томской области

Таблица 2

Биогеохимическая специфика крови жителей районов Томской области (КК>1)

Район	Бакчарский	As _{2,5} Ba _{2,3} Yb ₂ Zn _{1,8} Sr _{1,8} Ca _{1,7} Eu _{1,7} Cr _{1,4} Sb _{1,4} Hf _{1,4} Tb _{1,3} Na _{1,2} Th _{1,1}
	Зырянский	Cs _{2,5} Au _{2,4} U _{2,4} Ag ₂ Lu ₂ La _{1,8} Hf _{1,4} Tb _{1,3} Sr _{1,2} Ba _{1,2} Sm _{1,2} Rb _{1,2} Na _{1,1}
	Томский	Co _{1,3} Cr _{1,3} Sc _{1,2} Br _{1,2} Ta _{1,2} Ce _{1,1}

Таким образом, выполненные исследования позволили установить, что техногенез отражается в составе крови в виде недостатка большего количества элементов с преобладанием тех, которые поступают в результате интенсивного воздействия, либо хронически. В то же время, для районов с природными геохимическими аномалиями характерно отражение специфических элементов в составе крови, вероятнее всего, поступающих в большей степени в растворенном состоянии с водой.

Научно-исследовательская работа проведена в рамках реализации ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009-2013 годы (проект 2011-1.2.2-141-005-009).

Литература

1. Барановская Н.В. Концентрирование урана и тория и изменение их отношений в живом веществе // Тяжелые металлы и радионуклиды в окружающей среде: Материалы VI – международной научно-практической конференции. Семипалатинский госуларственный институт, 4-7 февраля 2010 года. – Семей, 2010. – Т. I. – 415 с.
2. Барановская Н.В. Элементный состав биологических материалов и его использование для выявления антропогенно – измененных территорий (на примере южной части Томской области) // Автореф. Дис. ... канд. Биол. наук. – Томск, 2003. – 23 с.
3. Монголина Т.А. Геохимические особенности солевых отложений (накипи) питьевых вод как индикатора природно-техногенного состояния территории // Автореф. Дис. ... геол.-минер. наук. – Томск, 2011. – 21 с.
4. Рихванов Л.П. Общие и региональные проблемы радиоэкологии. – Томск: Изд-во ТПУ, 1997. – 384 с.
5. Скальный А.В. Химические элементы в физиологии и экологии человека. – М.: Издательский дом «ОНИКС 21 век»: Мир, 2004. – 216 с.
6. Sabbioni E., Kucera J., Pietra R. & Vesterberg O. A critical review on normal concentrations of vanadium in human blood, serum, and urine // Sci. total Environ., 1996. – Vol. 188. – P. 49–58.
7. Zhuk L.I., Kist A.A., Mikholskaya I.N., Osinskaya N.S., Tillayev T., Tursunbayev S.I., Agzamova S.V. Elemental blood composition of the inhabitants of Uzbekistan // Journal of Radioanalytical and Nuclear Chemistry, Articles, 1988. – Vol. 120. – № 2. – P. 369–377.

ЭКОЛОГИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ РЕКИ ИВЕТТ

О.С. Дмитриева

Научный руководитель профессор Л.П. Рихванов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время проблема загрязнения водных объектов (рек, озер, морей, грунтовых вод и т. д.) является наиболее актуальной, т. к. всем известно – выражение «вода – это жизнь». Без воды человек не может прожить более трех суток, но даже понимая всю важность роли воды в его жизни, он все равно продолжает жестко эксплуатировать водные объекты, безвозвратно изменяя их естественный режим сбросами и отходами.

Наиболее сильно техногенное воздействие на природную среду и население проявляется в крупных промышленных городах, которые становятся центрами накопления различных загрязнителей. Эколого-геохимическая обстановка в городах во многом зависит от соотношения влияния природных и техногенных факторов и особенностей трансформации природной среды. Поэтому оценки эколого-геохимического состояния городов должны основываться на комплексном анализе природно-обусловленной и техногенно-сформированной урбанизированной обстановки [1].

Влияние на водную среду города в результате постепенной, зачастую стихийной, городской застройки по берегам и на водораздельных пространствах рек сказывается как на количественном, так и качественном составе рек. Естественные процессы стокообразования, самоочищения водных объектов города претерпевают значительные преобразования под влиянием изменения структуры водосборной площади, процессов регулирования стока, водозабора и водоотведения. В процессе освоения городских территорий коренным образом изменяется водосборная площадь – вырубаются леса, засыпаются малые ручьи и реки, спрямляются русла средних и больших рек, что отражается на естественных режимобразующих процессах формирования как поверхностного, так и подземного стока.

С увеличением застройки, площади твердых покрытий (дороги, площади, тротуары), искусственно уплотненных почв на территории города происходит перераспределение поверхностного и подземного стока, где доля поверхностного стока с водонепроницаемых покрытий возрастает, а подземного соответственно уменьшается при общем увеличении полного речного стока.

Живописная долина реки Иветт в двадцати километрах от Парижа является прекрасным примером антропогенного воздействия на речные системы. Река Иветт является притоком первого порядка реки Орж и притоком второго порядка реки Сена. Различные исследования, проведенные в области исследования качества вод, взвешенного вещества и донных отложений рек Орж и Сена показывают повышенные концентрации тяжелых металлов, таких как цинк, свинец, кадмий, никель и т.д. [2]

При изучении экологического состояния биогидроценоза реки Иветт пробоотбор проводился в пяти точках: источник реки Иветт, Сан-Реми ле Шеврез, Жиф-сюр-Иветт, Орсе, Епинэ-сюр-Орж (рис. 1) В каждой из пяти точек пробоотбора были отбраны донные отложения и вода.

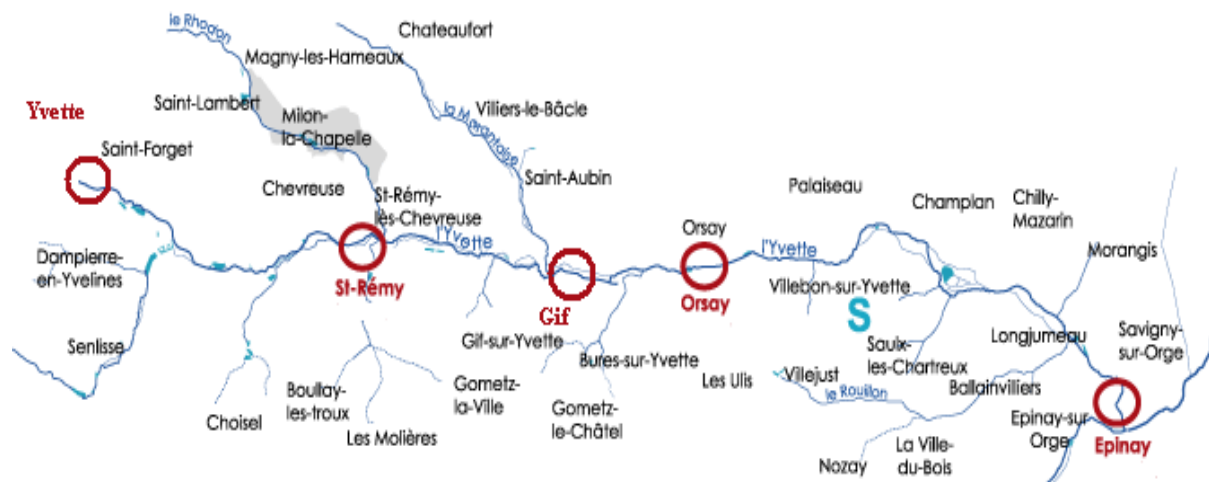


Рис. 1. Точки пробоотбора

Для определения элементарного и минералогического состава были использованы следующие методы: ИСП-МС, ионная хроматография, атомно-абсорбционный анализ, колориметрический метод анализа, инструментальный нейтронно-активационный анализ, рентгеноструктурный анализ и т.д. Проведенные исследования показывают, что воды, донные отложения и взвешенные вещества реки Иветт содержат повышенные концентрации металлов, в частности, цинка. Цинк поступает в воду с промышленными стоками, вымывается из оцинкованных труб и иных коммуникаций. Согласно нормам Европейского союза [3], естественные концентрации цинка во взвешенном веществе колеблются от 25,5 до 69,2 мг.кг⁻¹. При сравнении этих концентраций с концентрациями цинка во взвешенном веществе реки Иветт, очевидно превышение этих критериев во всех пяти точках пробоотбора с концентрациями от 90 до 653,61 мг.кг⁻¹ (рис. 2). В ходе анализа

полученных данных выявлено, что концентрации металлов увеличиваются от источника реки к устью, что является следствием высокой урбанизированности территорий. Также важно отметить, высокую концентрацию кальция в пробах, что объясняется геологией водосборного бассейна, который образован известковыми породами.

Для контроля качества поверхностных вод реки Иветт создана гидробиологическая служба наблюдений, находящаяся в Вильбон-сюр-Иветт [4]. Они следят за состоянием загрязнения водных экосистем под влиянием антропогенного воздействия. Поскольку такая экосистема включает в себя как саму среду (воду), так и другие компоненты (донные отложения и живые организмы – гидробионты), сведения о распределении тяжелых металлов между отдельными компонентами экосистемы имеют весьма важное значение. Надежные данные в этом случае могут быть получены при использовании современных методов аналитической химии, позволяющих определить содержание тяжелых металлов на уровне фоновых концентраций.

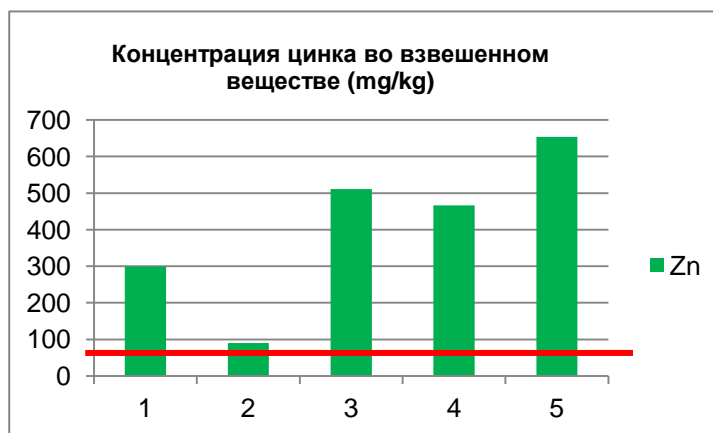


Рис. 2. Содержание цинка во взвешенном веществе

Литература

1. Экогеохимия городских ландшафтов / Отв. ред. Н.С. Касимов. – М.: Изд-во МГУ, 1995. – 335 с.
2. Cindy Rianti Priadi. Caractérisation des phases porteuses: métaux particuliers en Seine // Thèse de doctorat de l'Université Paris Sud 11, 2010. – P. 272.
3. Le Système d'Evaluation de la Qualité des cours d'eau (SEQ-Eau) [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.ifremer.fr/delcc/cycleau/reglementation/segeau.htm>
4. Site web des outils de gestion intégrée de l'eau GEST'EAU [Электронный ресурс] – Режим доступа: www.gesteau.eaufrance.fr

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ ПОЙМЫ РЕКИ ТЕМЕРНИК НА ТЕРРИТОРИИ БОТАНИЧЕСКОГО САДА ЮЖНОГО ФЕДЕРАЛЬНОГО УНИВЕРСИТЕТА (ЮФУ) КОМПЛЕКСОМ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ И АТМОГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ

Е.А. Дронова, А.Н. Плешакова, Д.А. Рудь

Научный руководитель профессор Н.Е. Фоменко

Южный Федеральный университет, г. Ростов-на-Дону, Россия

Авторами в рамках учебной геоэкологической практики проведены геофизические и атмогеохимические наблюдения для оценки геоэкологической обстановки в пойме реки Темерник на территории Ботанического сада ЮФУ. Предпосылкой для постановки и проведения работ явилась целесообразность изучения изменения техногенной обстановки, как последствие очистки русла со складированием донных отложений в пределах береговой зоны поймы. Эти донные отложения в отступление от проектных решений были перекрыты толщей глинисто-супесного грунта, что повлекло за собой мозаичное подтопление поймы в месте её сочленения с древесно-парковой зоной и соответствующим выводом из строя многолетних деревьев.

Геоэкологические задачи:

1. Определить методами электроразведки, электропрофилеирования, магнитометрии, радиометрии и биотестирования строение верхней части пойменных отложений, их неоднородность, а также границу уровня грунтовых вод и степень их загрязненности.
2. Выявить посредством атмогеохимической съёмки наличие-отсутствие вредных газов в толще донных отложений.
3. Построить карты геофизических показателей для оценки геоэкологической обстановки.

Примененные методы и технологии

Электроразведка двухчастотной технологией вертикального электрического зондирования (ВЭЗ) и технологией электропотенциального томографического зондирования (ЭПТЗ).

Технология ВЭЗ выполнялась по типовой схеме с частым шагом при одновременной регистрации сигналов на двух частотах 4,88 и 625 Гц. Технология ЭПТЗ являлась модификацией дипольного осевого зондирования. Экспрессность полевых работ достигалась за счет того, что питающая линия АВ (электрический диполь) устанавливалась в точке зондирования неподвижно. Перемещалась только измерительная линия MN, с шагом равным или кратным ее размеру. То есть, разности АО увеличивались с арифметическим шагом. Последующее сопоставление и наложение кривых по соседним пикетам позволяет выявлять аномалии от приповерхностных неоднородностей и наклонных контактов, так как они в таком случае проявляются в поле кажущихся удельных электрических сопротивлений (ρ_k) не как случайные геологические сигналы (помехи), а как регулярные. Таким образом, в ЭПТЗ реализован принцип объемного сканирования, сочетающий элементы и зондирования, и профилирования [1].

Электроразведочное профилирование технологией пространственно электрической фильтрации (МПЭФ) и постоянного естественного электрического поля (ЕП).

Сущность МПЭФ в измерении составляющих электромагнитного поля в каждой точке профиля при разнонаправленном возбуждении этого поля. В таком случае искомые объекты проявляются в аномальном поле по признаку «рассогласования» графиков ρ_k или ΔU [2].

Измерения методом ЕП производились по схемам потенциала и его градиента с взаимным контролем с основной целью выявления процессов инфильтрации и разгрузки. Новый методический прием при измерениях заключался в обертке неполяризуемых электродов тряпичными чехлами, которые смачивались водой, одновременно заливаемой в лунки. Таким простым способом («тряпичным фитилем») осуществлялся контакт неполяризуемых электродов с грунтами [1].

Магнитная, радиометрическая и газовая съемки.

Съемки выполнялись по единой сети 2 x 10 м. Измерение параметров магнитного и радиационного полей производилась магнитометром ММ – 60М и радиометром СРП-97 на двух высотах 0,2 и 2,0 м, что давало возможность вычислять градиентные значения.

Газовая съемка осуществлялась инфракрасным газоанализатором ПГА-7. Пробы метана и углекислого газа отбирались из поверхностного грунта при помощи зондов-пробоотборников электродного типа, перемещаемых по профилю циркульным способом с целью экспрессности измерений.

Отбор и опробование проб на биотестирование.

Пробы на биотестирование были взяты из р. Темерник. Отобрано по 6 проб воды и донных отложений по правому и левому берегу реки. Биотестирование проведено в лаборатории Южного отдела Института водных проблем РАН (июнь 2011 г). Использовались тест – объекты дафний (*Daphnia magna*), семена редиса (*Raphanus sativus*), херамиды (*Chironomus plumosus*).

Результаты натуральных экспериментов

На рисунке 1 представлены: 1) кривые ВЭЗ для двух частот, определяющие уровень грунтовых вод; 2) схемы электрического потенциального топографического зондирования; 3) совмещенные кривые ЭПТЗ в полулогарифмическом масштабе, показывающие наличие-отсутствие приповерхностных и глубинных неоднородностей; 4) геоэлектрический разрез, полученный в программе Res2Dinv и показывающий литотехногенное строение приповерхностных отложений; 5) и 6) схематические карты изолиний параметров ЕП и МПЭФ, характеризующие участки инфильтрации-разгрузки грунтовых вод и их площадное распространение.

На рисунке 2 отображены схематические карты изолиний: 1) напряженности магнитного поля, показывающие наличие-отсутствие металлизированных предметов и степень глинистости насыпного грунта; 2) естественной радиоактивности на поверхности почвенного слоя; 3) и 4) вредных газов CH_4 и CO_2 , позволяющие определить мозаичность их распределения на исследуемой площади.

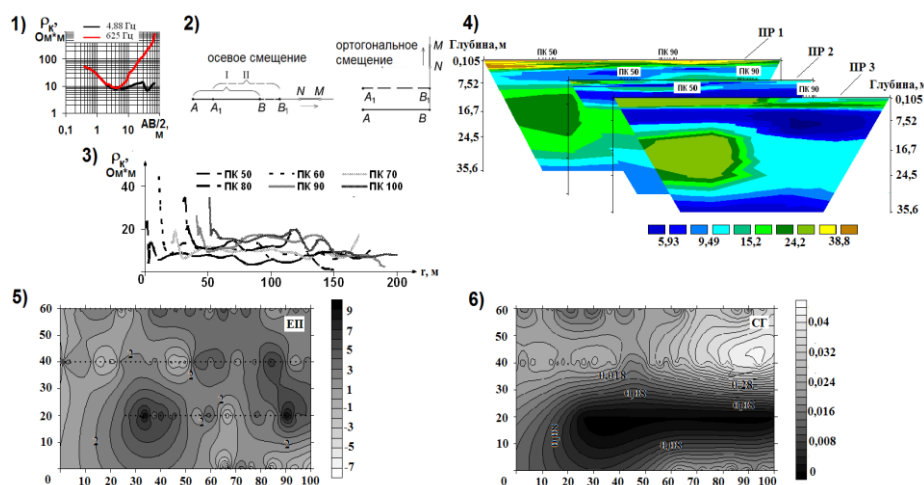


Рис. 1. Результаты электроразведочных работ методами ВЭЗ, ЭПТЗ, ЕП и МПЭФ

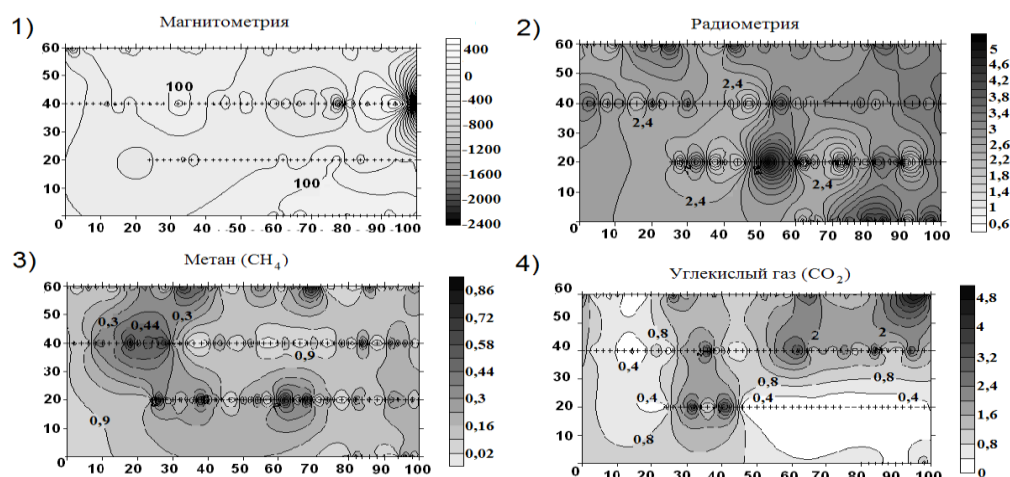


Рис. 2. Схематические карты изолиний напряжённости магнитного поля (1), естественной радиоактивности на поверхности почвенного слоя (2), вредных газов CH_4 (3) и CO_2 (4)

Проведенное биотестирование показало, что из проб воды токсическое действие (ТД) имеет только одна проба в месте разгрузки грунтовой воды на участке складированных отходов, а из проб донных отложений имеют все, за исключением одной. Таким образом, по комплексу геофизических, атмогеохимических и биологических методов установлено, что геоэкологическая обстановка на участке складированных отходов является неблагоприятной. Осложняющими факторами являются подтопление и загрязненность пойменных отложений.

Литература

1. Фоменко Н.Е., Гридневский А.В., Хоренков С.В. Современные электроразведочные технологии обследования зданий городской застройки (на примере учебного корпуса №8 РГСУ по ул. Петровской в г. Ростове-на-Дону) // Проблемы гидрогеологии, инженерной геологии и экологической геологии: Сборник трудов. – Ростов-на-Дону: ООО «Диапазон», 2008. – С. 121–125.
2. Фоменко Н. Е., Порфишкин Э.Г., Боровик Н.Ю. Электроразведочные методы пространственной фильтрации при изучении сложнопостроенных структур // Геофизика, 2007. – С. 28–33.

ОЦЕНКА РИСКОВ ДЛЯ ЗДОРОВЬЯ НАСЕЛЕНИЯ ПРИ РАЗМЕЩЕНИИ ОТХОДОВ НА ХВОСТОХРАНИЛИЩАХ

Е.А. Дыкина

Научный руководитель доцент Н.А.Осипова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Разработка месторождений полезных ископаемых и функционирование обогатительных производств неизбежно связаны с загрязнением окружающей среды и образованием техногенных ландшафтов. При работе горнодобывающих предприятий из недр поднимается огромное количество руды, которая после обогащения складывается в специальные хранилища, так называемые хвостохранилища, которые остаются потенциальным источником загрязнения прилегающих территорий даже после прекращения деятельности обогатительных комбинатов.

Хвостохранилище Алтайского ГОКа расположено на юго-западе от города Горняка (Алтайский край, Локтевский район). Оно является результатом деятельности Алтайского горно-обогатительного комбината, на котором в течение 50 лет перерабатывали полиметаллические руды и получали концентраты цветных металлов методом флотации. Приземный слой атмосферы испытывает здесь неблагоприятное воздействие, так как частые сильные ветра, характерные для исследуемой степной зоны, выдувают мелкодисперсный порошок с открытых поверхностей хвостохранилищ и разносят по окрестностям такие токсичные элементы, как медь, кобальт, мышьяк, селен, а так же ветром уносится значительная масса аэрозольных частиц. Кроме того, в состав таких отходов входят и другие более токсичные элементы, например, свинец, кадмий, цинк.

Целью работы было оценить риски для населения, когда для питания употребляется сельскохозяйственная продукция, выращенная в сельской местности в зоне воздействия горно-обогатительного комбината.

На рисунках 1 и 2 показано содержание тяжелых металлов в пробах растительности и непосредственно в почвах хвостохранилищ. Видно, что содержание бария в почвах нового и старого хвостохранилищ намного превышает фоновые и предельно допустимые концентрации; содержание меняется от 3092 мг/кг до 627968 мг/кг при среднем содержании 177466 мг/кг. В растительности наблюдаются превышения относительно фоновых значений по меди, свинцу, цинку, железу и кадмию.

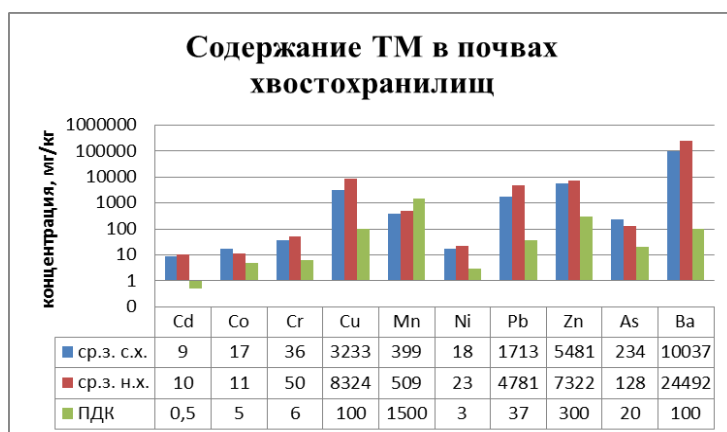


Рис. 1. Содержание тяжелых металлов в почвах старого и нового хвостохранилищ [2, 4]



Рис. 2. Среднее содержание ТМ в растениях хвостохранилищ и в растениях незагрязненных экосистем [1]

Непосредственную угрозу для здоровья представляет употребление в пищу продуктов питания, выращенных в зоне воздействия ГОК. На рисунке 3 показано содержание в продуктах питания свинца и кадмия. Кадмий является элементом II группы периодической системы, обладает мутагенными и канцерогенными свойствами, отрицательно влияет на наследственность, разрушает эритроциты крови, вызывает заболевание почек, вызывает гастрит и анемию [3]. Свинец и его неорганические производные классифицируются Агентством по изучению рака (IARC) как вещества группы 2Б (потенциальные канцерогены для человека). Статистика заболеваемости свидетельствует о том, что свинец является потенциальным почечным канцерогеном для человека, но какова эта связь, остается неясным. Было засвидетельствовано, что такие растворимые соли, как ацетат и фосфат свинца, вызывают опухоли почек у крыс [5]. Именно поэтому необходимо следить за содержанием данных элементов, прежде всего в продуктах питания, и изучать их влияние на живые организмы, главным образом на организм человека.

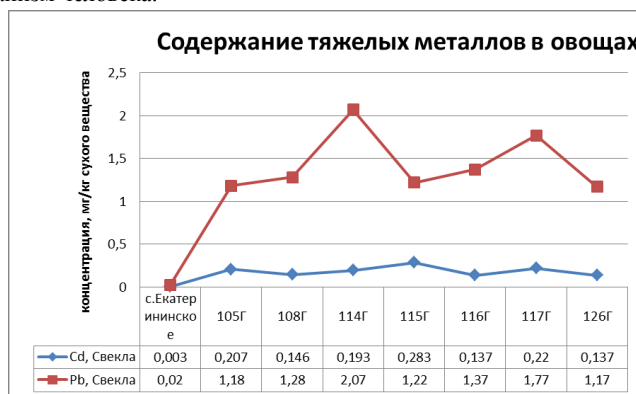


Рис. 3. Концентрация кадмия и свинца в плодах свеклы [4]

Для расчета канцерогенного риска мы использовали данные [4] по содержанию кадмия и свинца в продуктах питания и методологию оценки риска здоровью [6]. Эти данные были применены при расчете индивидуального канцерогенного риска по формуле:

$$R_{\text{канц.}} = SF_1 * LADD,$$

где LADD – среднесуточная доза в течение жизни, мг/(кг*день); SF_1 – фактор канцерогенного потенциала (мг/(кг*день))⁻¹

Полученные значения представлены в таблице.

Таблица

Индивидуальный канцерогенный риск от употребления в пищу овощей, выращенных в зоне влияния хвостохранилища

	Индивидуальный канцерогенный риск	
	Кадмий (Cd)	Свинец (Pb)
Свекла	$3 \cdot 10^{-4}$	$1,5 \cdot 10^{-5}$
Морковь	$3,3 \cdot 10^{-4}$	$1 \cdot 10^{-5}$
Томаты	$1,5 \cdot 10^{-4}$	$9,5 \cdot 10^{-6}$

Наблюдаемый уровень риска от употребления в пищу овощей может быть расценен как средний, согласно критериям ранжирования [6]. Если предположить, что в пищевом рационе взрослого человека овощи с таким содержанием кадмия и свинца составляют 50% от всех потребляемых им овощей, и что две трети жизни человек использует в пищу именно эти овощи, можно заключить, что опасность для здоровья существует.

Содержание кадмия превышает установленный большинством зарубежных и рекомендуемых международными организациями гигиенический норматив для населения в целом. Уровень риска по свинцу можно расценить как приемлемый.

Полученные результаты свидетельствуют о том, что продовольственное сырье и пищевые продукты на территории города Горняк, расположенного вблизи хвостохранилищ Алтайского ГОКа в целом не характеризуются экстремальными уровнями загрязнения токсичными элементами. Тем не менее, необходимо продолжать контроль за обеспечением безопасности продуктов питания.

Литература

1. Бабошкина С.В., Горбачев И.В., Пузанов А.В., Балыкин С.Н. Тяжелые металлы (Cu, Pb, Zn, Fe, Cr, Hg) в техноземах, почвах и растениях горнопромышленных ландшафтов Северо-Западного Алтая // Ползуновский вестник, 2006. – № 2–1. – С 269–271.
2. Горбачев И.В., Бабошкина С.В. Влияние хвостохранилищ Алтайского горно-обогатительного комбината (АГОКа) на окружающую среду // Ползуновский вестник, 2005. – № 4. – Ч. 2. – С. 179–182
3. Проблемы загрязнения почв кадмием // 1001 вопрос и 1001 ответ об океане. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://1001qfo.info/content/view/subcat/119556/x1000/> (дата обращения: 11.01.2012)
4. Рождественская Т.А., Пузанов А.В., Горбачев И.В. Загрязнение окружающей среды предприятиями горнодобывающей промышленности в Алтайском крае // Регионы нового освоения: экологические проблемы, пути решения: Материалы межрегион. науч.-практ. конференции, Хабаровск, 10-12 окт. 2008 г. – Хабаровск: ДВО РАН, 2008. – Кн. 1. – С. 187–191.
5. Свинец. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://base.safework.ru/iloenc?doc&nd=857200197&nh=0&ssect=2> (дата обращения: 11.01.2012)
6. Руководство по оценке риска для здоровья населения при воздействии химических веществ, загрязняющих окружающую среду. Р.2.1.10.1920-04. М.: Федеральный центр Госсанэпиднадзора Минздрава РФ, 2004. – 273 с.

ЗАБОЛЕВАЕМОСТЬ САРКОИДОЗОМ В ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ. ПОИСК ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПРЕДПОСЫЛОК

К.К. Егорова¹, Е.В. Орехова¹

Научные руководители врач-саркоидолог О.А. Денисова¹,
профессор Г.Э. Черногорюк¹, доцент Н.В. Барановская²

¹Сибирский государственный медицинский университет, г. Томск, Россия

²Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Изучение взаимосвязей различных заболеваний с показателями загрязнения окружающей среды ведется достаточно давно [3]. Такие работы проводились Ю.Е. Саетом, Б.А. Ревичем, Е.П. Яниным [7]. Для Томска и Сибири такие работы ведутся с 90-х годов Л.П. Рихвановым, Е.Г. Язиковым, С.И. Сарнаевым [5, 6]. Существуют методические рекомендации по геохимической оценке загрязненности территории химическими элементами с выводами об уровне опасности для населения [2].

Саркоидоз – это системное, относительно доброкачественное заболевание, характеризующееся скоплением Т-лимфоцитов и мононуклеарных фагоцитов, образующих гранулемы, которые нарушают нормальную архитектуру пораженного органа. Скопление указанных иммунокомпетентных клеток происходит вследствие иммунного ответа Th-1 типа [1]. Однако этиология саркоидоза остается неизвестной. На данном этапе развития медицинской науки представления о ней сводятся к тому, что саркоидоз является

мультифакториальным заболеванием [4]. Это позволяет рассматривать влияние различных параметров окружающей среды на возникновение саркоидоза.

В представляемой работе изучалась взаимосвязь заболеваемости саркоидозом с данными по таким геохимическим параметрам как элементный состав почв и пылеаэрозолей, а также их взаимосвязь с течением саркоидоза. Многие микроэлементы, являясь кофакторами биологически активных молекул, способны изменять иммунологическую реактивность организма [4].

Материалы и методы. В исследование вошли 528 пациентов, проживающих на территории Томской области, с саркоидозом различных локализаций, преимущественно – органов дыхания. Среди них выделены следующие группы: 1) лица, не занятые на вредных производствах, 2) лица, занятые на вредных производствах, 3) пациенты, страдающие саркоидозом тяжелого течения. С целью более корректной оценки влияния окружающей среды отдельно оценивались общая заболеваемость и встречаемость пациентов 1, 2, 3 групп на 100000 населения, а также значимости различий заболеваемости и встречаемости пациентов 1, 2, 3 групп в некоторых городах Томской области, районах города Томска, районах Томской области. Составление регистра пациентов, расчет заболеваемости и критерия согласия Пирсона (χ^2) для оценки значимости различий оцениваемых показателей на отдельных территориях выполнены средствами Microsoft Office Excel 2003.

Данные по литогеохимическим исследованиям (данные получены спектральным анализом и инструментальным нейтронно-активационным анализом) и исследованиям пылеаэрозольных выпадений (твердый осадок снега) были предоставлены кафедрой геоэкологии и геохимии ТПУ [2]. Оценивался уровень загрязненности территорий, путем расчета суммарного показателя загрязненности $Z_{спз}$ средствами Microsoft Office Excel 2003.

Поиск ожидаемых взаимосвязей между параметрами также выполнялся средствами Microsoft Office Excel 2003 путем построения линейных и столбчатых диаграмм. Наличие реальных взаимосвязей проверялось методами непараметрической статистики (ранговые корреляции Спирмена) и многомерного разведочного анализа (кластерный анализ с мерой близости 1-г Пирсона) в среде STATISTICA 6.0.

Результаты. Доля пациентов 2 группы составила 11,9 %, что достоверно меньше, чем остальных ($\chi^2=3,8$; $p<0,05$).

Общая заболеваемость в Томске достоверно выше – 46,78 0/00000, чем в Томской области в целом – 44,91 0/00000 ($\chi^2=190,36$; $p<0,01$).

Встречаемость пациентов 1 группы достоверно выше в Северске – 67,29 0/00000 ($\chi^2=11,6$; $p<0,05$) по сравнению с Томском – 42,61 0/00000, как и встречаемость пациентов 3 группы – 20,56 0/00000 против 10,23 0/00000 ($\chi^2=7,94$; $p<0,01$).

В Октябрьском районе города отмечается наибольшая общая заболеваемость – 56,77 0/00000, она достоверно отличается от таковой в Кировском районе – 36,36 0/00000 ($\chi^2=6,27$; $p<0,05$). Наблюдается в Октябрьском районе города и наибольшая частота встречаемости пациентов 3 группы – 13,55 0/00000, что достоверно выше чем в Ленинском районе – 5,22 0/00000 ($\chi^2=5,14$; $p<0,05$).

Из расчета $Z_{спз}$ для твердого осадка снега уровень его загрязнения на всей территории Томска оценивается как средний, умеренно опасный, ассоциированный с прогнозируемым повышением суммарной заболеваемости. Основной вклад в суммарное загрязнение внесли Co, Cr, Cs, La, Eu, Ce, U, Th (положительная корреляция с $Z_{спз}$, $r=0,900000$ для Co, Cr, Cs, La, U, Th, $r=0,95$ для Eu, Ce; $p<0,05$). Общая заболеваемость, встречаемость пациентов 1 и 2 групп положительно коррелируют с содержанием натрия в пылеаэрозолях ($r=0,89$; $p<0,05$). Содержание в них Ва отрицательно коррелирует с встречаемостью пациентов 3 группы ($r=-0,9$; $p<0,05$).

Для почв уровень загрязнения на всей территории Томска, а также Северска и Стрежевого оценивается как высокий, опасный функционально-морфологическими отклонениями и заболеваниями органов дыхания. Основной вклад в суммарное загрязнение внесли Ce, Fe, Sm, Sc, Yb, La (положительная корреляция с $Z_{спз}$, $r=0,89$ для Sc, $r=0,86$ для Sm, $r=0,85$ для Fe, $r=0,82$ для Yb и La, $r=0,79$ для Ce; $p<0,05$). Обнаружена положительная корреляция содержания в почвах Lu с встречаемостью пациентов 3 группы ($r=0,79$; $p<0,05$). Выявляется тесная прямая корреляционная связь содержания Ce с общей заболеваемостью, а также с встречаемостью пациентов 1 и 2 групп.

Уровень загрязнения почв остальной территории Томской области (Асиновский, Бакчарский, Зырянский, Кожевниковский, Кривошеинский, Молчановский, Первомайский, Томский, Чаинский, Шегарский районы) является низким, неопасным. Выявлена положительная корреляция содержания Cr в почвах этих территорий с встречаемостью пациентов 3 группы ($r=0,65$; $p<0,05$). При этом концентрация хрома достоверно коррелирует с $Z_{спз}$ ($r=0,82$; $p<0,05$), очевидно, она вносит существенный вклад в этот показатель.

Выводы. В соответствии с полученными результатами проведено ранжирование территории Томска по заболеваемости, частоте встречаемости пациентов 1 и 3 групп, суммарному показателю загрязненности почв и твердого осадка снега, концентрации некоторых элементов в почвах и твердом осадке снега. Карты составлены с помощью CorelDRAW Graphics Suite X5.

Обращает на себя внимание то, что наибольшая заболеваемость, встречаемость на 100000 населения пациентов, не занятых на вредных производствах, и встречаемость пациентов, страдающих саркоидозом тяжелого течения, выявлена в Октябрьском районе г. Томска и г. Северске, т.е. это именно на той территории, которая находится под воздействием так называемого Северного промышленного узла (СХК, ТНХК, свинокомплекс и пр.)

Связь экологического состояния территории и заболеваемости саркоидозом существует несомненно, причем влияние экологических факторов преобладает над влиянием профессиональных. Неоднозначность полученных результатов не позволяет судить о том, через какой фактор эта связь реализуется. Возможной

причиной этому служит наличие невыявленной на данный момент ассоциации факторов. Влияние на заболеваемость саркоидозом и его течение содержания элементов, с которыми выявлены корреляционные связи: Na, Ba, Lu, Ce, Cr – , отвергать нельзя.

Литература

1. Саркоидоз : Монография / под ред. А. А. Визеля (Серия монографий Российского респираторного общества; гл. ред. серии Чучалин А. Г.). – М.: Издательский холдинг «АТМОСФЕРА», 2010. – 416 с.
2. Методические рекомендации по геохимической оценке загрязнения территории городов химическими элементами. –М.: ИМГРЭ, 1982. – 112 с.
3. Техногенез и биогеохимическая эволюция таксонов биосферы. - М.: Наука, 2003. – 351 с. – (Тр. Биогеохим. Лаб.; Т. 24)
4. Патологическая физиология : учебник : в 2 т. / под. Ред. В. В. Новицкого, Е. Д. Гольдберга, О. И. Уразовой. – 4-е изд. , перераб. и доп. – М.: ГЭОТАР-Медиа, 2010. – Т. 1. – 848 с.
5. Рихванов Л. П., Нарзулаев С. Б., Язиков Е. Г. Геохимия почв и здоровье детей г. Томска. - Томск: Изд. ТПУ, 1993.
6. Рихванов Л. П., Язиков Е. Г., Сарнаев С. И. Содержание тяжелых металлов в почвах / Учеб пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 1993. – 84 с.
7. Геохимия окружающей среды / Ю. Е. Саэт, Б. А. Ревич, Е. П. Янин и др. – М.: Недра, 1990. – 336 с.
8. Оценка эколого-геохимического состояния территории г. Томска по данным изучения пылеаэрозолей и почв. Монография / Е. Г. Язиков, А. В. Таловская, Л. В. Жорняк; Томский политехнический университет. – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2010. – 246 с.

ПРИРОДА ВЫСОКОЙ РАДИОАКТИВНОСТИ ПОЧВ КИТАЙСКОЙ ПРОВИНЦИИ GUANDONG

А.Н. Злобина

Научный руководитель профессор Л.П. Рихванов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На земном шаре существует несколько регионов с высоким содержанием естественных радиоактивных элементов в почвах. Примером могут служить почвы района Посус-ди-Калдас штата Минас-Жерайс в Бразилии, почвы острова Ньюе а также почвы из южно- китайской провинции Гуандун [3].

Характер радиоактивности в почвах изменяется от чисто-урановой ($U \gg Th$, что характерно для почв острова Ньюе) до смешанной уран-ториевой ($Th/U > 2,5$) и ториевой ($Th/U > 5$, как это имеет место в почвах провинции Гуандунг).

Причиной формирования высоких концентраций естественных радиоактивных элементов в почвах, прежде всего, могут быть высокие концентрации этих компонентов в первичных почвообразующих породах, а также различные геологические процессы, приводящие к накоплению радиоактивных элементов, например, инсоляционные процессы накопления урана, а также техногенное загрязнение радиоактивными компонентами вокруг горно-перерабатывающих предприятий [1].

Целью данной работы является изучение природы высокой радиоактивности почв южно-китайской провинции Гуандун.

Образец почв для исследований нам был любезно предоставлен профессором Нампинг Ван (Всекитайский геологический университет).

Предварительный гамма-спектрометрический анализ почвы (проба почвы весом 238г) показал, что она характеризуется ториевой природой радиоактивности ($Th - 190$ Бк/кг; U (по Ra) – 120 Бк/кг; $K^{40} - 150$ Вк/ кг).

В почве также присутствует следы техногенного изотопа Cs^{137} , что свидетельствует о наличии глобальных выпадений этого изотопа от испытаний ядерного оружия в атмосфере.

Оперативный анализ данной почвы методом инструментального нейтронно-активационного анализа в ядерно-химической лаборатории кафедры ГЭГХ (аналитик А.Ф. Судыко) показал, что содержание $Th=43,6$; $U=9,2$ (табл. 1). Обращает на себя внимание высокая концентрация редких земель ($\sum TR = 134,5$ г/т), особенно Ce и Nd.

Таблица 1

Элементный состав почвы провинции Guangdong по данным ИНАА

Элементы	Ca,%	Na,%	Fe,%	Th	U	Th/U	La	Ce	Sm	Nd	Eu	Tb	Lu	Yb
Содержание, г/т	0,22	0,04	1,6	43,6	9,2	4,7	17,6	89	3,5	14,5	0,2	1,2	1,1	7,4

Низкие содержания Ca, Fe, Na и высокие содержания U, Th, а также редких земель позволяют предполагать, что исходным субстратом для формирования почв были калиевые граниты, что подтверждается и наличием в почвах реликтов кварца и КППШ.

Для дальнейших исследований было выполнено отмучивание глинистой (илистой) составляющей данной почвы. Она составила 37,4 % от общего веса пробы.

Песковая фракция почвы (размером $> 0,01$) подверглась классическому ситовому анализу, результаты которого представлены на рисунке 1.

Нужно отметить, что на фракцию размером > 2 мм приходится 21% и она представлена сростками кварца и полевых шпатов. И из дальнейшего химического и минералогического изучения она исключалась.

Из выделенных песковых фракций размерностью 1,0-0,5 мм; 0,5-0,25 мм; 0,25-0,1 мм; 0,1-0,04 с использованием бромоформа были выделены лёгкие и тяжёлые фракции. В лёгкую фракцию ушли все минералы, которые имеют удельный вес меньше 2,9: кварц, полевые шпаты, неокрашенные слюды и др. А в тяжёлой сконцентрировались преимущественно рудные (акцессорные) минералы. Доля тяжёлых минералов в составе песковой фракции составляет 0,2%, что составляет 0,05 % от всего объёма почвы.

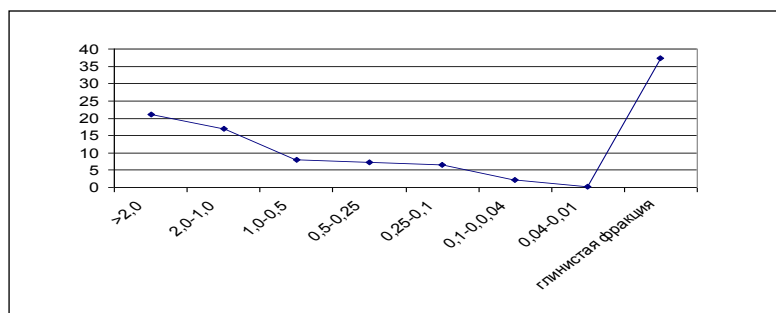


Рис. 1. Гранулометрический состав почвы провинции Guangdong

Тяжёлая фракция была подвергнута разделению на магнитную, слабоэлектромагнитную и немагнитную фракции при помощи сверхмощного Sm-Nd (самарий-неодимового) магнита.

Дальнейший минералогический анализ этих фракций осуществлялся с использованием оптических (бинокулярный микроскоп) и электронно-микроскопических (электронный микроскоп Hitachi S-3400N) методов исследований.

Выделенные гранулометрические фракции почв были проанализированы на содержание радиоактивных, редкоземельных и ряда других элементов методами ИНАА. Анализ этих данных (рис. 2) показывает, что максимальное накопление радиоактивных элементов отмечается во фракции – 0,04 и глинистой фракциях. При этом, максимум накопления U отмечается в тонкой песчаной фракции (22,7 г/т), а Th в глинистой фракции (110,4 г/т). Ториево-урановые отношения в них соответственно изменяются от 4,3 до 9. В тонкой песчаной (<0,04) и глинистой (<0,01) фракциях происходит максимальное накопление редких земель, Ta и ряда других элементов.

В связи с этим, дальнейшему более детальному анализу была подвергнута глинисто-илистая составляющая почвы. Её химический анализ показал, что 81,45 % обусловлено присутствием оксидов Si и Al, с отношением $\text{SiO}_2 : \text{Al}_2\text{O}_3 = 1,5$. Тогда как содержание оксидов Fe составляет 3,63% (таблица 2). Содержание щелочных элементов низкое и составляет 1,34%, при этом 1, 3 приходится на K_2O .

Содержание углерода органического в почве низкое и составляет всего 0,14 %.

По комплексу этих химических показателей данную породу можно отнести к ферраллитной группе почв гумидных районов тропиков и субтропиков, характеризующихся высокой степенью выветрелости почвообразующего материала.

Исследование минерального состава глинисто-иистой фракции методом рентгеноструктурного анализа показала, что в ней доминирует каолинит, присутствует гиббсит, хлорит и кварц, а также малая примесь слюд, кпш, иллит-хлорита и гематита.

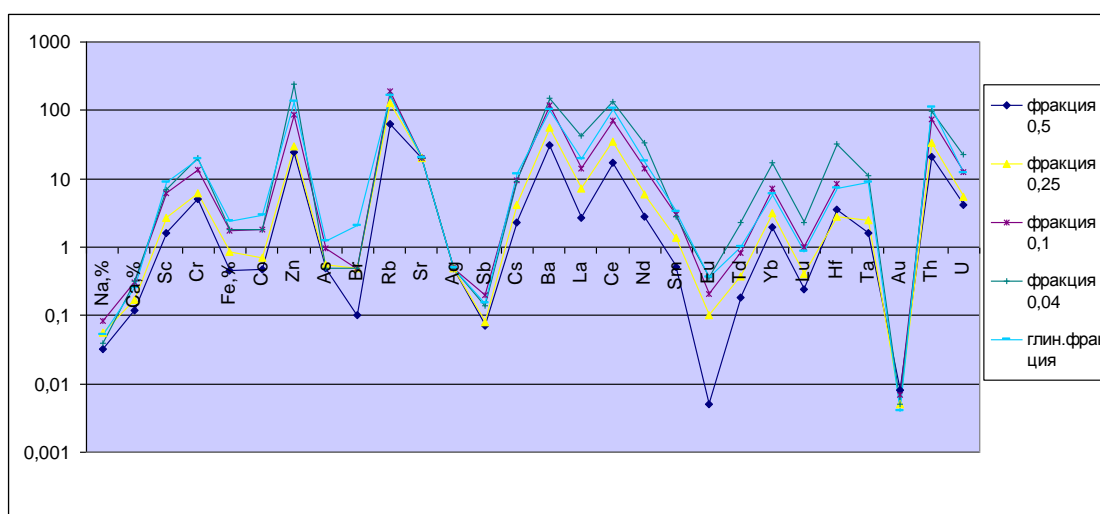


Рис. 2. Элементный состав почвы провинции Guangdong

Таблица 2

Состав глинисто-илистой составляющей почвы провинции Guangdong

Элементы	Na ₂ O	MgO	Al ₂ O ₃	SiO ₂	P ₂ O ₅	K ₂ O	CaO	TiO ₂	MnO	Fe ₂ O ₃	BaO	V ₂ O ₅	Cr ₂ O ₃	NiO	LiO
Содержание, %	0,04	0,16	31,74	49,71	0,02	1,3	0,18	0,38	0,02	3,63	0,01	0,008	0,006	0,005	12,95

По результатам оптического и электронно-микроскопического исследований тяжелой фракции установлено, что в ней преобладают глинистые частицы, пронизанные тонкой смесью гиббсита и примазками гематита. В этих агрегатах просматриваются неуставленная минеральная фаза, представляющая собой смесь оксидов неодимия и железа. В единичных случаях отмечаются зерна торийсодержащего циркона. Каких-либо других собственных минералов-носителей тория и урана, на данный момент исследования, не установлено.

В качестве рабочей гипотезы можно предположить, что в данном случае работает сорбционный механизм концентрирования U, Th, редких земель на каолинит-гиббситовом коллоидном агрегате.

Вероятно, повышенное содержание радиоактивных и редкоземельных элементов в изученных почвах можно охарактеризовать как ионный тип руд, имеющих место, на территории южного Китая.

В ходе проделанной работы было установлено, что высокорadioактивные почвы Китая сформировались за счёт глубокого химического выветривания высокорadioактивных калиевых гранитов.

Литература

1. Рихванов Л.П. Радиоактивные элементы в окружающей среде и проблемы радиоэкологии: Учебное пособие. – Томск, 1997. – 384 с.
2. Рихванов Л.П. Циркон-ильменитовые россыпные месторождения – как потенциальный источник развития Западно-Сибирского региона. – Кемерово, 1993. – 214 с.
3. Eisenbud Merrill. Environmental radioactivity: from natural, industrial and military. – Academic Press, 1997. – 656 p.

ЗАГРЯЗНЕНИЕ ПОДЗЕМНЫХ ВОД ВЕРХНЕЧЕТВЕРТИЧНОГО И ВЕРХНЕНЕОГЕНОВОГО ВОДОНОСНЫХ ГОРИЗОНТОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОЛЕЙ ФИЛЬТРАЦИИ НА ПРЕДПРИЯТИИ ПИЩЕВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ (ООО «ЭТАНОЛ-СПИРТ» ВОРОНЕЖСКОЙ ОБЛАСТИ)

А.В. Золотарев

Научные руководители профессор В.Л. Бочаров, доцент Ю.М. Зинюков
Воронежский государственный университет, г. Воронеж, Россия

В результате переработки сырья на предприятиях пищевой промышленности возникает острая потребность в организации разрешенного сброса сточных вод в геологическую толщу. С этой целью обустраиваются отстойники и поля фильтрации сточных вод, в определённых ситуациях разрешаются разовые или временные сбросы, предварительно очищенных до определённых показателей сточных вод в водоёмы различного назначения [6, 7].

Основным отходом при эксплуатации спиртопроизводящих заводов является спиртовая барда. Проблема утилизации барды образующейся при эксплуатации спиртопроизводств, является до настоящего времени актуальной проблемой.

Нами рассмотрена ситуация сложившаяся на предприятии ООО «Этанол-Спирт», расположенном в Новохоперском районе Воронежской области, которое производит спирт для фармацевтической промышленности.

ООО «Этанол-Спирт» представляет собой предприятие пищевой промышленности, конечным продуктом производства, которого является спирт, получаемый в результате переработки свекольной мелассы. Отход переработки свекольной мелассы - барда, поступает со сточными водами на поля фильтрации предприятия.

Геоэкологическая обстановка на исследуемой территории формируется под воздействием полей фильтрации ООО «Этанол-Спирт», на геологическую среду.

Санитарное и экологическое состояние подземных и поверхностных вод исследуемой территории обусловлено многолетней эксплуатацией полей фильтрации ООО «Этанол-Спирт» на которые сбрасываются сточные воды предприятия и хозяйственные стоки с. Красное.

Поля фильтрации расположены на левом берегу р. Савала, в пределах первой и второй надпойменных террас, в 1600м южнее площадки предприятия и примыкают к северо-восточной окраине с. Некрылово. Общая площадь полей фильтрации составляет 84,03 га.

Для получения наиболее полной картины процессов формирования негативного влияния полей фильтрации ООО «Этанол-Спирт» на геологическую среду нами были изучены геолого-гидрогеологические условия исследуемой территории.

В геологическом строении исследуемой территории принимают участие следующие отложения.

Современные отложения:

1. Почвенно-растительный слой (PdIV). Мощность слоя – 1,0м.

Верхнечетвертичные отложения (aIII):

2. Суглинки темно-желтые пластичные, в нижнем интервале слоя - опесчаненные. Мощность – 5,5м.
 3. Пески мелкозернистые глинистые, с прослоями глин. Мощность – 5,5м.
 4. Пески серые разнозернистые. Мощность – 3,0м.
 5. Глина пластичная, с переслаиванием песков. Мощность – 5,0м.
- Неогеновые отложения (N):
6. Глина серовато-синяя, тугопластичная. Мощность – 3,0м.
 7. Пески разнозернистые, глинистые, с переслаиванием глин. Мощность – 5,0м.
 8. Пески светло-серые крупнозернистые, в нижней части гравелистые. Мощность – более 4м.

Подземные воды исследуемой территории приурочены к двум водоносным горизонтам: залегающему первым от поверхности - верхнечетвертичному водоносному горизонту и залегающему непосредственно под ним – неогеновому водоносному горизонту.

Водоносный верхнечетвертичный аллювиальный горизонт (aIII) приурочен к отложениям первой и второй надпойменных террас р. Савала. Литологический состав отложений представлен песками от тонко- до мелкозернистых или разнозернистых с прослоями и линзами глинистых отложений. Мощность водоносного горизонта изменяется в пределах 15–25 м. Глубина залегания уровня грунтовых вод 5,30-13,80м. Питание горизонта осуществляется, преимущественно, за счет инфильтрации атмосферных осадков и фильтрации из смежных и нижележащих водоносных горизонтов. В пределах контура расположения карт полей фильтрации предприятия естественное питание существенно дополняется техногенным за счет инфильтрации сточных вод.

Водоносный верхнеплиоценовый терригенный горизонт (N23) приурочен к отложениям неогена. Водовмещающими отложениями являются пески от мелко- до крупнозернистых и гравелистые в нижнем интервале слоя. Пески переслаиваются маломощными прослоями глин. Воды горизонта напорно-безнапорные. Наличие небольшого напора связывается с наличием в кровле горизонта прослоев глин. Глубина залегания кровли горизонта 18-22м. Глубина УПВ – 5,55–13,85 м. Нижним водоупором являются глины семилукского возраста. Питание горизонта осуществляется за счет инфильтрации из верхнечетвертичного водоносного горизонта и за счет притока из смежных горизонтов.

Движение потока подземных вод в пределах исследуемого участка имеет северо-западное и западное направление и предопределяется дренирующим влиянием р. Савала. В пределах площади полей фильтрации, вероятно, имеет место радиальное растекание за счет подъема уровней грунтовых вод (при инфильтрации сточных вод за многолетний период эксплуатации очистных сооружений) и формирования небольшого техногенного гидрокупола[2,4].

Водоносные горизонты исследуемой территории, примыкающей к полям фильтрации, опробовались 8 наблюдательными скважинами. Скважины устроены кустовым образом. В кусте – две скважины: одна оборудована на четвертичный горизонт, другая – на неогеновый горизонт.

Характеризуя гидрогеодинамическую ситуацию на исследуемой площади, следует отметить следующие моменты.

Глубина залегания подземных вод в контролируемый период в пределах исследуемой территории изменяется от 5,30м до 13,85м. Более высокие значения глубины связаны с более высоким геоморфологическим положением данного участка (а.о.~100,0 м). Схожесть величин глубин залегания подземных вод разных водоносных горизонтов (верхнечетвертичного и неогенового) выдерживается в пределах всех кустов наблюдательных скважин и свидетельствует о тесной гидравлической связи данных горизонтов. Наиболее близко подземные воды залегают на участке западной части полей фильтрации, что связано как с более низким естественным геоморфологическим положением земной поверхности, так и с искусственным подъемом уровня грунтовых вод за счет многолетней инфильтрации сточных вод из карт полей фильтрации.

Абсолютные отметки уровня поверхности подземных вод изменяются от 83,95 м (в западной части полей фильтрации) до 86,20 м (в 500 м восточнее полей фильтрации). В северной и южной части полей фильтрации абсолютные отметки положения уровня – 84,2 и 84,5м.

Абсолютные отметки уровня в р. Савала составляют величины 82,6–83,0 м.

Незначительное превышение положения уровня подземных вод в пределах полей фильтрации над уровнем поверхностного водотока свидетельствует о низком гидравлическом градиенте [4].

По показателям химического состава подземные воды исследуемой территории можно охарактеризовать следующим образом. Анализируя эколого-гидрогеологическую ситуацию, следует отметить, что в подземных водах исследуемой территории наблюдаются высокие значения сухого остатка 3375,0–5712,0 мг/дм³, отмечаются также высокие концентрации аммиака и ионов аммония (суммарно) 272,0–510,0 мг/дм³, высокие значения ХПК 944,8–520,0 мг/дм³, БПК5 – 415–778 мгО₂/л, хлоридов 368,7–1389,6 мг/дм³ и некоторых других компонентов. Такая картина прослеживается во всех наблюдательных скважинах территории полей фильтрации. Исключение составляют скважины, расположенные в 0,5 км восточнее полей фильтрации и выполняющие функцию контроля фонового состояния подземных вод территории. Содержание анализируемых компонентов в данных скважинах значительно меньше или находятся в пределах нормы и не превышают ПДК [3, 5].

Общая гидрогеохимическая ситуация с наличием аномалий по ряду показателей свидетельствует о высокой техногенной нагрузке на геологическую среду. В целях оптимизации экологической ситуации на исследуемой территории рекомендуется разработка программы мониторинга, которая позволит повысить эффективность контроля и управления состоянием геологической среды (подземных вод) исследуемой территории [1].

В настоящий момент времени наблюдательные скважины имеются только на полях фильтрации ООО «Этанол-Спирт», но эта сеть не достаточно информативна и не может обеспечить специалистов полной информацией о состоянии геологической среды подверженной загрязнению. В связи с этим рекомендуется расширить наблюдательную сеть на север от полей фильтрации в сторону села Красное и на запад и юго-запад в сторону села Некрылово, а так же обустроить участки наблюдения на реке Савала. Данные мероприятия позволят получить более полную информацию о состоянии геологической среды на исследуемой территории.

Литература

1. Зинюков Ю.М. Методические основы организации мониторинга природно-технических экосистем на основе их структурно-иерархических моделей // Вест. Воронеж. ун-та. Геология. , 2002. – №13. – С.235–242.
2. Курдов А.Г. Водные ресурсы Воронежской области: формирование, антропогенное воздействие, охрана и расчеты. – Воронеж: Изд-во Воронеж. ун-та, 1995. – 224 с.
3. Методические рекомендации по геохимическому изучению загрязнения подземных вод. – М.: ВСЕГИНГЕО, 1991 – 76 с.
4. Организация и производство наблюдений за режимом уровня, напора и дебита подземных вод. – М.: ВСЕГИНГЕО, 1983. – 111 с.
5. Разяпов А.З., Кудрин И.В., Шаповалов Д.А. Высокочувствительные методы контроля загрязнений объектов окружающей среды. – М.: МИСиС, 2001. – 130 с.
6. Сизенко Е.И. Вторичные сырьевые ресурсы пищевой и перерабатывающей промышленности. АПК России и охрана окружающей среды. Справочник /Под общ. ред. акад. РАСХН Е.И.Сизенко. – М.: Пищепромиздат, 1999. – 468 с.
7. Яковлев С.В. Водоотводящие системы промышленных предприятий. Учебник для ВУЗов /С.В.Яковлев, Я.А.Карелин, Ю.М.Ласков, Ю.В.Воронов; Под ред. С.В.Яковлева. – М.: Стройиздат, 1990. – 511 с.: ил.

ПАРАМЕТРЫ КОНВЕКЦИИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ В ДНИ СО СМЕРЧАМИ

О.И. Золотухина¹, Д.А. Константинова²

Научный руководитель профессор В.П. Горбатенко¹

¹Томский государственный университет, г. Томск, Россия

²Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

По всему Северному полушарию планеты за последнее время участились случаи с такими опасными явлениями как гроза, град и шквал, но на некоторые области России обрушились смерчи. В тропических широтах это явление довольно частое, в США в отдельные годы их бывает более тысячи, но в умеренных широтах смерчи отмечаются в десятки раз реже. В умеренных широтах нашей страны смерчи бывают раз в несколько лет. Согласно многолетним данным число смерчей и число шквалов над территорией Сибири и Уралом соотносятся между собой как 1:10 [1].

Смерч (торнадо, тромб) – это атмосферный вихрь, возникающий в кучево-дождевой облаке распространяющийся вниз, часто до самой поверхности земли. Диаметр смерча измеряется десятками метров над морем и сотнями метров над сушей, продолжительность существования – от нескольких минут до нескольких часов. Скорость ветра в отдельных случаях достигает 300 м/с. Образуются смерчи при неустойчивом состоянии атмосферы, когда воздух в ее нижних слоях очень теплый, а в верхних – холодный. Центробежные силы, создают внутри вихря сильное разрежение, способствуют тому, что смерч, подобно насосу втягивает в себя песок, почву, воду, различные предметы, вызывая огромные разрушения и жертвы [2, 3].

Во второй половине дня 10 июня над райцентром Бердюжье, в Тюменской области пронесся смерч. Скорость ветра в эпицентре, превысила 25 метров в секунду. Образование смерчей не характерно для районов Сибири, поэтому подробный анализ термодинамических характеристик атмосферы во время его прохождения над Тюменской областью представляет особый интерес. Данные параметры рассчитываются на основе информации аэрологического зондирования и характеризуют конвекцию по ряду признаков: по стратификации температуры, по влагосодержанию нижних слоев атмосферы, по ее энергетическому потенциалу и по резким изменениям характеристик ветра с высотой. Также они содержат данные о значениях давления, температуры и влажности воздуха, сдвигах ветра в слое от 1,5 до 5,5 км, высоты уровней конденсации и конвекции, конвективную потенциальную энергию атмосферы и наличие задерживающего слоя [2, 3].

Целью настоящей работы является анализ характеристик состояния атмосферы, в том числе неустойчивости, в сроки ближайšie ко времени жизни смерча. Материалом для исследований послужили данные аэрологического зондирования атмосферы станций Тобольск, Колпашево, Курган, Барабинск, Александровское в сроки 00 и 12 часов всемирного скоординированного времени (ВСВ). Так же для сравнения пороговых значений индексов, характеризующих конвекцию в разных географических районах были рассмотрены станции на Дальнем Востоке: Zeja (Китай), Благовещенск, Хабаровск, на юге России: Астрахань, Антуран, Минеральные Воды [2, 4].

Для рассматриваемых случаев проанализированы значения ряда индексов, характеризующих конвекцию в атмосфере [4]:

- LIFT объединяет влажность и вертикальный градиент в одном индексе, оценивает степень стабильности, которая измеряется разностью между температурами поднимающейся частицы и окружающей среды на уровне 500 гПа, °С;

• SWEAT оценивает потенциал (вероятность) неблагоприятных явлений погоды, объединяя несколько параметров в одном индексе: слой наибольшего влагосодержания (точка росы на уровне 850 гПа), нестабильность (TOTL), скорость ветра на уровне 850 и 500 гПа, адвекцию теплого воздуха;

- KIND – характеризует температурно-влажностное состояние атмосферы в слое 850–700 гПа, °С;
- TOTL – характеристика статической стабильности и влажности на уровне 850 гПа, °С;
- CAPE – конвективная потенциальная энергия атмосферы, Дж/кг;
- LCLP – давление на уровне конденсации, гПа.

Проведен анализ пространственного распределения количественных значений термодинамических характеристик атмосферы (индексов) для территорий, расположенных вблизи населенного пункта, где наблюдался смерч, так же произведено сравнение пороговых значений индексов, характеризующих конвекцию в разных географических районах [2]. Определены значения индексов во время, близкое к прохождению смерча и произведено сравнение значений индексов с результатами, полученными зарубежными авторами [1, 4]. По значениям индексов LIFT, SWEAT, KIND, TOTL, CAPE и LCLP, характеризующих различные особенности неустойчивости атмосферы в срок близкий к моменту прохождения смерча можно заключить, что данное опасное явление образовалось при достижении таких значений характеристик конвекции, которые свойственны атмосфере тех регионов, где смерчи наблюдаются часто (табл. 1).

Таблица 1

Значения индексов конвекции по мере их удаления от места наблюдения смерча

Станции (км)	Индексы	LIFT	SWEAT	KIND	TOTL	CAPE	LCLP
Тобольск (0,01)	среднее	–	–	–	–	7	930
	во время смерча	-5,9	145	33	50	1849	866
Курган (352)	среднее	-4,4	217	36	54	1180	908
	во время смерча	-3,5	175	40	53	717	849
Александровское (592)	среднее	-3,3	291	36	57	446	868
	во время смерча	-1,2	113	30	50	281	831
Барабинск (675)	среднее	-0,8	144	33	50	161	890
	во время смерча	-4,6	172	32	51	1466	820
Колпашево (795)	среднее	3,3	123	31	52	0	855
	во время смерча	-1,6	133	30	51	224	777

При сравнении пороговых значений конвекции в Западной Сибири, Дальнем Востоке и Юге России, значение характеристик атмосферы примерно одинаковы, этот результат в дальнейшем может послужить основой для прогноза образования смерча, для всей территории России (табл. 2).

Таблица 2

Значения индексов неустойчивости атмосферы в дни со смерчем для разных регионов России

Регионы	Станции	LIFT	SWEAT	KIND	TOTL	CAPE	LCLP
Западная Сибирь	Тобольск	-5,9	145	33	50	1849	866
Дальний Восток	Зея	-3,3	252	35	47	736	935
Юг России	Минеральные Воды	-5,1	291	32	54	1051	897

Выводы по проделанной работе:

В день, когда наблюдался смерч атмосфере Западной Сибири была присуща крайняя неустойчивость. Значения индексов, характеризующие образовавшуюся неустойчивость более характерны для южных широт и очень редко наблюдаются в умеренных.

- Пространственная корреляция высокой неустойчивости атмосферы обнаружена до расстояния 400 км от места наблюдения смерча (рис.).

- Особенно информативными для диагноза смерча оказались индексы: LIFT, TOTL и CAPE их значения примерно совпадают со значениями, характерными для смерчей, наблюдаемых в южных широтах.

- Полученные значения индексов в дни со смерчем будут использоваться для составления вероятностного прогноза развития опасных конвективных явлений над Западной Сибирью.

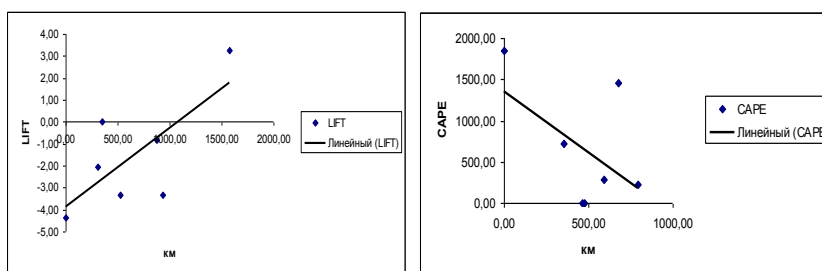


Рис. Пространственная корреляция значений индексов Lift (слева) и CAPE (справа)

Литература

1. Andersson, T. A. M. J. C. N. S. Thermodynamic indices for forecasting thunderstorms in southern Sweden // Meteorol. Mag., 1989. – v. 116. – P. 141–146.
2. Горбатенко В.П., Константинова Д.А. Конвекция в атмосфере над юго-востоком Западной Сибири // Оптика атмосферы океана, 2009. – Т. 22 – № 1. – С. 17–21.
3. Дробышев А. Д., Кошинский С.Д., Корулина Л.Г. Опасные явления погоды на территории Сибири и Урала. – Л.: Гидрометеоздат, 1979. – Ч. 1. – 382 с.
4. Kunz M. The skill of convective parameters and indices to predict isolated and severe thunderstorms // Nat. Hazards Earth Syst. Sci., 2007. – № 7. – P. 327–342.

СРЕДНЕЕ СОДЕРЖАНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ ПРИМЕСЕЙ В ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ СЛАБОПРОТОЧНЫХ ВОДОЕМОВ ЮГА ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

А.Ю. Иванов

Научный руководитель профессор С.И. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Впервые в 1862 г. для обозначения озерных отложений шведский ученый Г. фон Пост ввел два термина: «гиттия» и «дью». В 1901 г. Немецкий ученый Р. Лаутерборн к двум основным понятиям «гиттия» и «дью» добавил термин «сапрпель». Вторично термин «сапрпель» ввел в научную литературу Г. Потонье [3].

Сапрпель – это донные отложения пресноводных водоемов, образующиеся в результате разложения отмершей водной растительности, остатков живых организмов и сносимых водой почвогрунтовых частиц без доступа кислорода.

Большинство русских авторов применяли понятие «сапрпель» по Потонье для обозначения озерных осадков и пользовались терминами: «сапрпелевые отложения», «донные отложения», «иловые отложения», «озерные осадки», избегая термина «дью» [3].

Наибольшей ценностью сапрпеля являются биологически активные вещества и целый набор микроэлементов, которые благотворно влияют на здоровье людей, животных и растений. В нем содержатся белки, жиры, протеин, витамины, гормоны, каротиноиды, антиоксиданты, стимуляторы роста и ряд других веществ.

Вместе с тем, донные отложения хорошо известны как одни из наиболее активных сорбентов, способных накапливать в себе в определенных условиях значительные количества различных металлов, в том числе токсичных и радиоактивных.

В зонах воздействия промышленных предприятий за счет техногенных выбросов могут накапливаться в значительных количествах Zn, Cu, Cd, Co, Pb и другие экологически опасные элементы. Известны аномалии плутония и Cs¹³⁷ в зоне влияния ядерного производства [1].

Оценка содержания элементов-примесей в сапрпелях, водоемов юга Томской области, была сделана Кудашевым И.Г. в 2004 году в его диссертации «Сапрпели Томской области: геология, генезис, ресурсы и перспективы их использования». Акцент диссертации был сделан на изучение геологии, состава и генезиса сапрпелей Томской области с оценкой прогнозных ресурсов сырья и определением возможных направлений его использования в народном хозяйстве. В качестве исследуемого материала были использованы высокоминерализованные сапрпели (A = 85–95 %).

В наши задачи входила оценка среднего содержания элементов-примесей в основных типах донных отложений слабопроточных водоемов юга Томской области, при этом был выполнен анализ всех ранее опробованных донных отложений в водоемах юга Томской области (Бернатонис, Архипов, Кудашев), а также пробы донных отложений отобранных автором. В процессе выполнения работы были исследованы 42 озера Томского района, 50 озер Кожевниковского, 59 озер Кривошеинского, 40 озер Зырянского района, 66 озер Асиновского, 22 озера Шегарского и 6 озер Бакчарского районов. Всего изучено 472 пробы из 285 водоемов.

Таблица

Среднее содержание элементов-примесей

Элементы	Томская область	Сибирь [2]	Глины (Григорьев)	Элементы	Томская область	Сибирь [2]	Глины (Григорьев)
U	$\frac{3,4 \pm 0,1}{0,08 \dots 9,3}$	2,1	4,5	Cs	$\frac{5,0 \pm 0,09}{0,2 \dots 8,7}$	-	10
Th	$\frac{7,4 \pm 0,1}{0,4 \dots 13,7}$	4,7	10	Sb	$\frac{1,3 \pm 0,04}{0,2 \dots 4,0}$	-	1
Au	$\frac{0,015 \pm 0,002}{0,008 \dots 0,51}$	-	0,0065	Sr	$\frac{155 \pm 11}{13 \dots 2126}$	-	240
Ta	$\frac{0,9 \pm 0,02}{0,87 \dots 2,5}$	-	1,4	Rb	$\frac{79,6 \pm 01,8}{6,8 \dots 194}$	-	140
Hf	$\frac{5,1 \pm 0,1}{0,2 \dots 14,1}$	2,5	5	Br	$\frac{17,3 \pm 1,1}{3,2 \dots 103}$	-	57
Lu	$\frac{0,52 \pm 0,01}{0,01 \dots 1,04}$	-	0,4	As	$\frac{7,3 \pm 0,9}{3,2 \dots 106}$	-	9,3
Yb	$\frac{2,7 \pm 0,04}{0,1 \dots 4,9}$	1,1	2,5	Co	$\frac{17,4 \pm 0,3}{1,4 \dots 4,2}$	10	19
Tb	$\frac{0,8 \pm 0,01}{0,02 \dots 2}$	0,4	0,8	Fe	$\frac{4,2 \pm 0,08}{0,2 \dots 12}$	-	4,7
Eu	$\frac{1,4 \pm 0,02}{0,04 \dots 4,5}$	-	1,2	Cr	$\frac{79,8 \pm 1,4}{13,7 \dots 172}$	57	90
Sm	$\frac{6,1 \pm 0,1}{0,05 \dots 14,3}$	-	8	Sc	$\frac{13,1 \pm 0,2}{0,3 \dots 45}$	-	15
Ce	$\frac{51,6 \pm 0,7}{2,5 \dots 101}$	-	75	Ca	$\frac{2,0 \pm 0,1}{0,3 \dots 32}$	-	2,2
La	$\frac{28,4 \pm 0,4}{0,38 \dots 65}$	-	48	Na	$\frac{1,0 \pm 0,02}{0,005 \dots 3,5}$	-	1
Ba	$\frac{586 \pm 13}{99 \dots 1661}$	-	460				

Примечание: - нет данных. Содержание элементов дано в г/т, Na, Fe, и Ca даны в %, в числителе – среднее значение; \pm – ошибка определения среднего; в знаменателе – min и max значения.

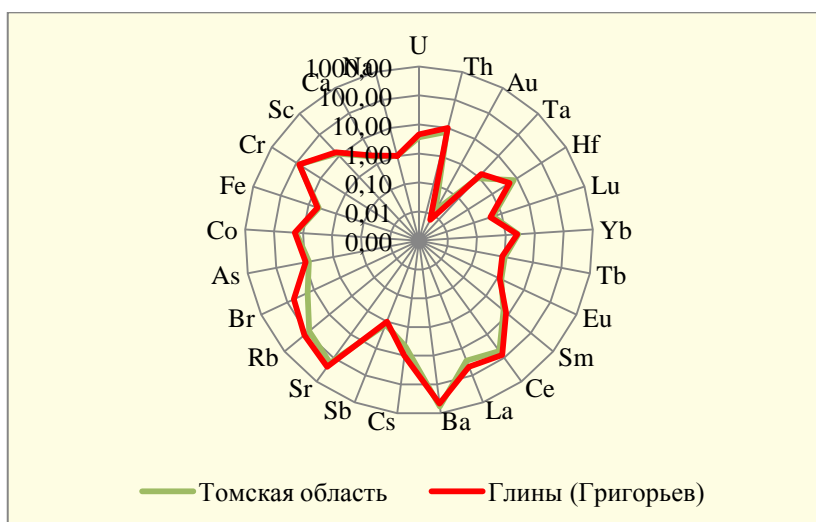


Рис. Среднее содержание элементов-примесей в донных отложениях юга Томской области по отношению к их среднему содержанию в глинах, по Н.А. Григорьеву (2003)

В качестве основного метода использовался многоэлементный инструментальный нейтронно-активационный анализ (ИНАА), выполненный в ядерно-геохимической лаборатории (ЯГЛ) кафедры геоэкологии и геохимии Томского политехнического университета (аналитики А.Ф. Судыко и Л.В. Богутская).

Результаты оценки среднего содержания представлены в таблице. Анализ полученных результатов позволяет отметить, что по основному спектру изученных элементов донные отложения водоемов юга Томской

области отличаются несколько более высокими содержаниями по сравнению с другими регионами Сибири, и по содержанию ряда элементов (Hf, Yb, Tb, Eu, Na, Ca, Fe, Co, Se, As) близки к средним данным для глин и глинистых сланцев (по Григорьеву) (рис.).

Донные отложения слабoproточных водоемов юга Томской области объединены с глинами и глинистыми сланцами такими элементами как U, Th, Ta, Cs, Sr, Rb, Br, As, Cr и легкими лантаноидами (La, Ce, Sm) и обогащены Au, Ba, Sb.

Избыточное накопление Au и Sb в донных отложениях хорошо согласуется с общими геохимическими особенностями юга Томской области. Здесь известны эндогенные и экзогенные проявления Au и Sb [4].

Литература

1. Минеева Н.Я., Маркелов А.В., Дмитриев С.А., и др. Болота как биогеоценоотические барьеры радионуклидов // Тяжелые металлы и радионуклиды в окружающей среде: Матер. IV Междунар. научно-практ. конф., 19-21 октября 2006г. – Семипалатинск, 2006. – С. 393–396.
2. Страховенко В.Д., Щербов Б.Л., Маликова И.Н., Закономерности распределения микроэлементов в донных отложениях озер Сибири // Тяжелые металлы и радионуклиды в окружающей среде: Матер. IV Междунар. научно-практ. конф., 19-21 октября 2006г. – Семипалатинск, 2006. – С. 263–269.
3. Официальный сайт ЗАО «Сибирская органика» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.siborganics.com>
4. Черняев Е.В. Томское золото // Глобус. Геология и бизнес, 2009. – №1(04). – С. 26–28.

ОЦЕНКА РАДИАЦИОННОЙ ОБСТАНОВКИ НА ТЕРРИТОРИИ СОСНОВЫХ БОРОВ СЕМИПАЛАТИНСКОГО ПРИИРТЫШЬЯ НА ОСНОВЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПОЧВЫ

И.И. Иванов

Научный руководитель доцент Ю.Л. Замятина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Радиоактивное загрязнение территории бывшего Семипалатинского испытательного полигона (СИП) обусловлено проводимыми здесь ядерными испытаниями и существенно различается в зависимости от расположения мест и видов их проведения. Интерес к оценке радиоактивного загрязнения территории ленточных боров Семипалатинского Прииртышья вызван тем, что она является местом проживания большей части сельского населения Семипалатинского региона и вовлечена в интенсивный хозяйственный оборот.

Для оценки радиационной ситуации на данной территории были отобраны пробы почвы в следующих населенных пунктах: г. Семей (пос. Контрольный), с. Канонерка, с. Акколь, с. Долонь, с. Мостик, с. Черемушки (Бескарагайский район Восточно-Казахстанской области). Данный маршрут обусловлен тем, что все эти точки расположены вдоль оси выпадения радиоактивных осадков от испытания 29 августа 1949 г. когда при неблагоприятных метеорологических условиях был осуществлен первый ядерный взрыв. Сильный ветер обусловил быстрое перемещение радиоактивного облака в северо-восточном направлении. Это обстоятельство привело к формированию радиоактивного следа на земной поверхности на расстоянии до 300 км от эпицентра взрыва (рис). Ось следа прошла на расстоянии 1,5 км от северной окраины с. Долонь (в котором на тот момент проживало более тысячи человек) и с. Мостик, расстояние между которыми равно 12 км. На этом участке максимальное значение МЭД в 1993 г. не превышало 20 мкР/ч.

Так же пробы почвы были отобраны в с. Топольное (РФ, Алтайский край, Угловской район). Точкой отбора фоновой пробы явился пос. Тимирязево (Томская область).

Пробы почвы отбирались в черте соснового бора на глубину 20 см и впоследствии были проанализированы на приборе РСУ-1 «Сигнал-М» с целью оценки удельной активности в них следующих радионуклидов: Cs¹³⁷, K⁴⁰, Th²³² и Ra²²⁶. Результаты данного исследования представлены в таблице.

Анализ полученных данных показывает, что удельная активность Cs137 в почве превышает фоновые значения 30 Бк/кг [1] для почв данного региона только в пробе из с. Долонь, что связано с тем, что оно находится вблизи оси следа радиоактивных выпадений от первого ядерного испытания 1949 г. Но, тем не менее, опасности для местного населения этот факт не представляет и радиационная обстановка здесь может быть оценена как близкая к нормальной. Максимальная удельная активность K40 зафиксированная в пробе, отобранной вблизи с. Акколь незначительно превышает максимальные значения содержания данного радионуклида в почвах Казахстана (1200 Бк/кг). Содержание Th232 и Ra226 находятся значительно ниже средних уровней максимальной удельной активности данных радионуклидов в почвах Казахстана (220 и 120 Бк/кг соответственно) и не может быть свидетельством каких либо геохимических аномалий на данной территории [2].

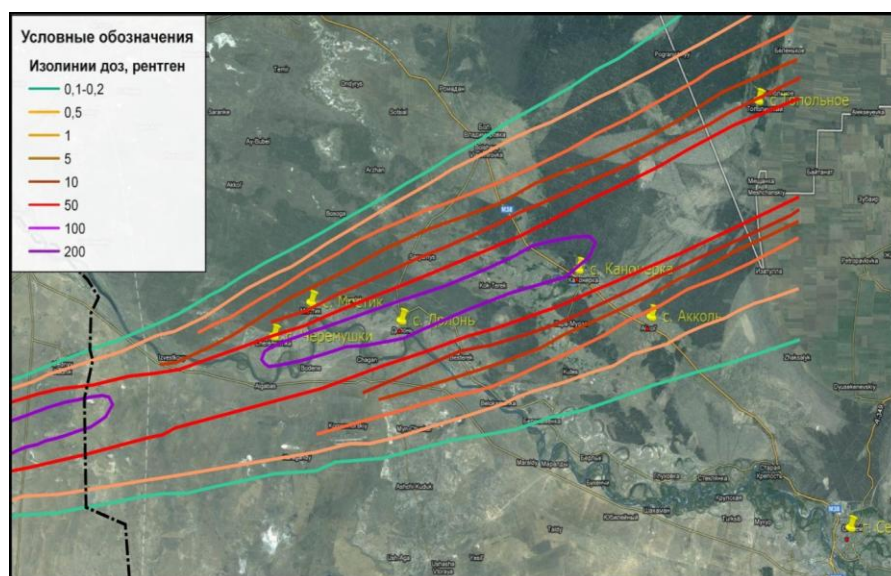


Рис. Схема прохождения следа радиоактивных выпадений наземного испытания 1949 г (по Стрельчук, 2010)

Таблица

Удельная активность радионуклидов в отобранных образцах почв (Бк/кг)

Пункт отбора	Cs ¹³⁷	K ⁴⁰	Th ²³²	Ra ²²⁶
Черемушки	8,723±5,513	1309±80,82	81,08±9,777	53,90±18,19
Мостик	8,490 ± 5,062	1160 ± 72,18	87,36 ± 9,353	43,59 ± 16,89
Долонь	37,21 ± 6,658	1294 ± 85,05	92,17 ± 10,69	55,06 ± 19,77
Канонерка	7,772 ± 5,045	1114 ± 73,24	74,53 ± 9,163	45,47 ± 16,80
Акколь	15,02 ± 6,657	1502 ± 95,00	96,44 ± 11,70	59,06 ± 21,75
Семей	15,84 ± 5,018	1091 ± 69,60	62,65 ± 8,303	45,09 ± 15,52
Топольное	17,01 ± 5,889	1332 ± 82,98	89,45 ± 10,44	43,43 ± 19,02

Результаты, представленные в таблице, согласуются с данными полученными ранее, когда сотрудниками Радиового института (г. Санкт-Петербург) в 1991–1992 гг. в рамках комплексной программы «Регион-1» были проведены полевые радиологические исследования в населенных пунктах Мостик и Долонь. В местах отбора проб почвы и растительности измерялись мощности доз γ -излучения. Было определено, что средняя мощность дозы в с. Долонь не превышала 16 мкР/ч, а на территории с. Мостик находилась в интервале 12-18 мкР/ч при среднем значении 14 мкР/ч. Относительно высокое содержание Cs¹³⁷ было отмечено в пробах почвы, отобранных в северной части территории с. Долонь, которая находилась вблизи оси следа, образовавшегося после первого ядерного взрыва. Однако загрязнение почвы радионуклидами, превышающими глобальные уровни радиоактивных выпадений в 2-3 раза, не является опасным для населения (по мнению авторов) [3]. Плотность поверхностного загрязнения Cs¹³⁷ территории с. Мостик не превышала уровня глобальных выпадений и составляла примерно 50 мКи/км² [4].

Литература

1. Об утверждении критериев оценки экологической обстановки территорий. Постановление Правительства Республики Казахстан от 31 июля 2007 года N 653
2. Учебно-методическое руководство по радиоэкологии и обращению с радиоактивными отходами для условий Казахстана. – Алматы: ОАО "Волковгеология", 2002. – 304 с.
3. Ядерные испытания СССР. Семипалатинский полигон: Обеспечение общей и радиационной безопасности ядерных испытаний /Кол. авторов под руководством проф. В.А.Логачева – М, 1997. – 319 с.
4. Радиационная обстановка на территории СССР в 1990 г. /Под ред. Махонько К.П. – Госкомгидромет СССР: Обнинск, НПО "Тайфун" // Ежегодник, 1991. – С. 205.

РТУТЬ В ПОВЕРХНОСТНЫХ ДОННЫХ ОСАДКАХ В ЭСТУАРИИ Р. АМУР

М.В. Иванов

Научный руководитель профессор А.С. Астахов

Тихоокеанский океанологический институт им. В.И. Ильичева Дальневосточного отделения Российской академии наук, г. Владивосток, Россия

Ртуть и ее соединения, которые, как общепризнано, являются одними из наиболее опасных экотоксикантов, их трансформация и миграция в окружающей среде в связи с различными техногенными процессами являются едва ли не центральными в проблеме химии и экогеохимии тяжелых металлов [1].

Амур относится к крупнейшим рекам восточной Азии, со среднегодовым твердым стоком 25 млн.т. Вследствие уникального географического положения на стыке континента и о. Сахалин, разгрузка этой речной системы происходит в два крайних моря к северу и югу от устья. При этом, объемы переноса амурский вод, включая и твердую составляющую, неравнозначны по сезонам и направлениям. До 67 % водного стока в безледный период осуществляется через Амурский лиман в Сахалинский залив Охотского моря, а оставшийся объем – в Татарский пролив Японского моря. Зимой схема водообмена изменяется на противоположную [2].

В работе использованы пробы донных осадков, отобранные в экспедициях 2006, 2008 и 2009 годах. Пробы отбирались дночерпателями. Автор признателен О.В. Дудареву, А.Чаркину за предоставление проб.

Для определения ртути в поверхностных донных осадках использовался отечественный анализатор ртути РА-915+ с пиролитической приставкой ПИРО-915. На этом приборе можно с высокой селективностью определять ртуть в различных объектах природной среды. Его приставка ПИРО-915 позволила определять содержание ртути в твердой фазе, методом пиролиза. Нижний предел обнаружения – 0,5 нг/г. Стандартными образцами на ртуть служили ГСО 7183-95, СПДС-1,2,3. Внешний контроль ежегодно выполняется в лаборатории фирмы-производителя (ООО Люмэкс, г. Санкт-Петербург). Статистические параметры распределения были определены с помощью программы GeoStat (версия 7.06).

Типичный уровень содержания химического элемента, в данном случае Hg, считается среднефоновым содержанием – Сф. Его еще называют фоновым содержанием или фоном. Нами этим показателем принято медианное содержание т.е. Сф=Сме. При его оценке аномальные и ураганные содержания не принимались во внимание.

За фоновые содержания приняты значения медианы для совокупности проб (выборка около 70 проб). Фон равен 20 нг/г.

При исследовании поверхностных донных осадков мы установили, что содержания ртути в поверхностных донных осадках варьируют от 4 до 81 нг/г. Максимальные ее содержания получены для осадков в западной части Амурского лимана (рис.). Содержания Hg на этих станциях превышают фоновые в 2–4 раза.

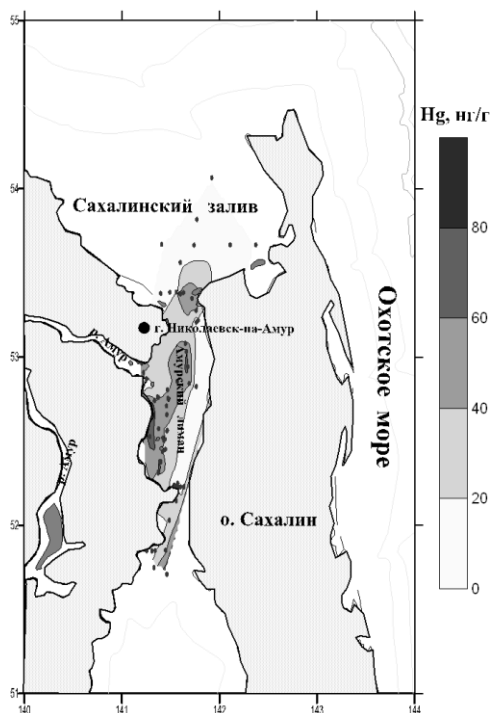


Рис. Распределение ртути в поверхностных донных осадках Амурского лимана и прилегающей части. Точками показаны станции отбора

Предыдущими исследователями в середине 90 годов XX века в районе Сахалинского залива были исследованы донные осадки на содержание рассеянных металлов, так же определялась ртуть (выборка 17 проб)

[5]. Содержания варьировали 190–340 нг/г. Это намного больше, чем полученные нами содержания. Скорей всего содержания полученные ранее завышены из-за того что пробы на ртуть подвергались дополнительному разложению и могли бы загрязнены ртутью («грязные» химические реактивы). Точно утверждать это сложно. В отложениях р. Амур на участке от г. Благовещенск до г. Николаевск-на-Амуре содержания составляют от 180 до 750 нг/г [5]. Такие содержания характерны для районов с интенсивным антропогенным поступлением ртути, как например бухта Золотой Рог (г. Владивосток) [4]. В бухту Золотой Рог поступают в течение многих десятилетия неочищенные сточные воды города. Здесь содержания в поверхностных донных осадках достигают около 1500 нг/г.

На содержание ртути в донных осадках этого района влияет тип осадка. Повышенные содержания ртути характерны для пелитовой фракции. Здесь преимущественно распространен псаммит алеврита, алеврит псаммитовый [3]. Распределение ртути по типам донных осадков показывает обычное для всех тяжелых металлов увеличение содержания в самых тонкозернистых осадках.

Так же на накопление ртути в донных осадках влияет Сахалинский фарватер, протягивающийся через весь лиман вдоль его осевой части на 130 км. На дне и склонах эрозионных ложбин в виде узких и меридионально вытянутых полей, совпадающих с направлением мощных струнных течений, залегают псаммитовые и миктитовые (смешанные) осадки. По литологическим признакам Сахалинского фарватера является мощным гидродинамическим барьером.

Распределение осадков конуса выноса р. Амур представляет собой классический пример зональности приустьевых осадконакопления – замещение псаммитовых осадков внешнего устьевого и свала глубин тонкими осадками продельты [3]. Такая закономерность так же прослеживается в распределении ртути в донных осадках.

Таким образом, в западной части Амурского лимана в довольно широкой полосе содержания ртути превышают фоновые содержания в 2-4 раза. Это связано с гранулометрическим составом донных осадков. При таких содержаниях мы не можем говорить о антропогенном характере загрязнения, хотя нельзя исключать, что какая-то часть попадает в Амурский лиман и далее в Сахалинский залив.

Автор благодарит своего научного руководителя д.г.- м.н. Астахова А.С. за помощь в выполнении аналитических работ и подготовке тезисов.

Литература

1. Аношин Г.Н., Маликова И.Н. Бадмаев Ж.О., Густайтис М.А. Подвижные формы ртути в почвах природных и природно-техногенных ландшафтов юга Западной Сибири // Ртуть в биосфере: эколого-геохимические аспекты: Материалы Международного симпозиума (Москва, 7-9 сент. 2010 г.). – М.:ГЕОХИ РАН, 2010. – С. 169–173.
2. Обрезкова М.С. Влияние речного стока Амура на распределение диатомей в поверхностных осадках устья Амура и прилегающей морской акватории // Океанологические исследования: Тезисы докладов конференции молодых ученых Тихоокеанского института им. В.И. Ильичева ДВО РАН, 19-23 мая 2008 г. – С. 50–51.
3. Дударев О.В., Боцул А.И., Анисеев В.В. и др. Современное осадконакопление в эстуарии р. Амур // Тихоокеанская геология, 2000. – Т. 19. – №3. – С. 30–43.
4. Иванов М.В., Аксентов К.И., Астахов А.С. Распределение ртути в донных осадках Дальневосточных морей // Дальневосточные моря России: в 4 кн., кн. 3: Геологические и геофизические исследования/ отв. Ред. Р.Г. Кулинич., 2007. – С. 463–474.
5. Кот Ф.С. Рассеянные металлы в донных отложениях р. Амур и зоны смешения в Охотском море // Геохимия, 1998, №1. – С. 102–107.

ЗОЛЬНОСТЬ ЛИСТЬЕВ, ХВОИ И КОРЫ ДРЕВЕСНЫХ РАСТЕНИЙ КАК ИНДИКАТОРНЫЙ ПРИЗНАК ЗАГРЯЗНЕНИЯ ВОЗДУШНОГО БАССЕЙНА Г. СЕМЕЙ

А.Е. Ишимова

Научный руководитель доцент Е.Н. Артамонова

Семипалатинский государственный педагогический институт, г. Семей, Казахстан

Загрязнение окружающей среды является острой экологической проблемой, особенно в городах. Воздействие газообразных выбросов промышленных предприятий и транспортных средств ухудшает состояние здоровья людей, угнетает животный и растительный мир.

В городе Семей Республики Казахстан особо стоит вопрос загрязнения атмосферного воздуха химическими элементами, так как они являются основными токсическими компонентами выбросов предприятий и транспорта. Поэтому контроль за их содержанием становится неотъемлемой частью комплекса природоохранных мер.

Одним из самых эффективных методов мониторинга окружающей среды является биоиндикация. Она не требует значительных затрат, сложного и дорогостоящего оборудования и поэтому может широко использоваться для экологического мониторинга. В настоящее время фитоиндикация в оценке современного состояния урбанизированных территорий является одним из приоритетных направлений в биоиндикационных исследованиях.

Зольность представляет собой важный биогеохимический показатель, характеризующий соотношение минеральных и органических веществ в растении. Величина зольности варьирует в широких пределах и зависит от многих факторов: от вида и возраста растения, от анализируемого органа, от сезона пробоотбора и, конечно, от экологических условий произрастания. Зольность растений позволяет получить представление о некоторых

особенностях почвообразовательных процессов и степени загрязнения атмосферного воздуха, характеризую газопоглощительную способность растений.

Цель научно-исследовательской работы – изучение зольности листьев, хвои и коры древесных растений как индикаторного признака загрязнения атмосферы г. Семей.

Объектом исследования являлись листья и кора древесных лиственных растений, а также хвоя сосны обыкновенной, которые произрастают на территории г. Семей. Пробы отбирались с сентября по октябрь 2010 года в районах Цементного завода, Силикатного завода (промышленная зона), Железнодорожного вокзала, проспекта Шакарима (транспортная зона), 72 квартала, 1 микрорайона (жилая зона), Сквера Победы и острова Полковничий (рекреационная зона).

Максимальное значение зольности *Acer negundo* L. отмечено в промышленной зоне Цементного завода (15 %), минимальное – в жилой зоне «1 микрорайон» (7,6 %). Максимум зольных элементов в листьях *Ulmus laevis* Pall. характерен для Цементного завода (17,6 %), минимум – пр. Шакарима (5,3 %). Высокая зольность листьев *Ulmus pumila* L. наблюдается на «Цементном заводе» (16,6 %), меньшая – на 1-ом микрорайоне (7 %). Зольность листовых пластин *Populus nigra* L. в районе Железнодорожного вокзала достигает 13,3 %, что является максимальным значением зольности данного вида, а минимальным – 8 % (жилая зона 1 микрорайон). Также в районе Цементного завода отмечена высокая зольность *Populus tremula* L. (16 %), минимальная – в жилой зоне 72 квартал (8,6 %).

В целом, максимальное значение зольности листьев характерно для *Ulmus laevis* Pall., произрастающего в районе Цементного завода (17,6 %), минимальное – для того же вида, растущего на пр. Шакарима (5,3 %).

Средняя зольность листьев изученных видов деревьев представлена в таблице 1.

В зависимости от степени техногенной нагрузки исследуемые древесные виды по мере увеличения зольности листьев располагаются в следующие ряды:

а) *Acer negundo* L.: 1 микрорайон > Сквер Победы = Остров Полковничий > Силикатный завод > пр. Шакарима > Железнодорожный вокзал > 72 квартал > Цементный завод;

б) *Ulmus laevis* Pall.: пр. Шакарима > Силикатный завод > Сквер Победы > Остров Полковничий > 1 микрорайон > 72 квартал > Железнодорожный вокзал > Цементный завод;

в) *Ulmus pumila* L.: 1 микрорайон > Сквер Победы = Силикатный завод > пр. Шакарима > 72 квартал > Железнодорожный вокзал > Цементный завод;

г) *Populus nigra* L.: 1 микрорайон > 72 квартал > Силикатный завод > Сквер Победы > Цементный завод > пр. Шакарима > Железнодорожный вокзал;

д) *Populus tremula* L.: 72 квартал > пр. Шакарима > Сквер Победы > 1 микрорайон = Силикатный завод > Железнодорожный вокзал > Цементный завод.

Таблица 1

Видовые особенности зольности листьев деревьев, произрастающих в г. Семей

Вид	Средняя зольность, %
<i>Acer negundo</i> L.	11,4
<i>Ulmus laevis</i> Pall.	8,8
<i>Ulmus pumila</i> L.	10,1
<i>Populus nigra</i> L.	10,5
<i>Populus tremula</i> L.	11,2

Ниже приведены максимальные и минимальные значения зольности коры древесных пород:

- *Acer negundo* L.: max – 11 % (1 микрорайон), min – 7,6 % (72 квартал);
- *Ulmus laevis* Pall.: max – 18 % (Цементный завод), min – 5,3 % (72 квартал);
- *Ulmus pumila* L.: max – 10 % (пр. Шакарима), min – 7,6 % (о. Полковничий, 72 квартал);
- *Populus nigra* L.: max – 26,3 % (Цементный завод), min – 6 % (1 микрорайон);
- *Populus tremula* L.: max – 23 % (Цементный завод), min – 6 % (пр. Шакарима).

Таким образом, повышенное содержание зольных элементов в коре характерно для двух представителей рода *Populus* (23 % и 26,3 %), произрастающих в промышленной зоне, пониженное – *Ulmus laevis* Pall. (5,3 %) из жилой зоны.

Средняя зольность коры деревьев показана в таблице 2.

Таблица 2

Видовые особенности зольности коры деревьев, произрастающих в г. Семей

Вид	Средняя зольность, %
<i>Acer negundo</i> L.	9,4
<i>Ulmus laevis</i> Pall.	11,5
<i>Ulmus pumila</i> L.	8,4
<i>Populus nigra</i> L.	11,4
<i>Populus tremula</i> L.	10,6

По величине зольности коры можно составить следующие возрастающие ряды:

а) *Acer negundo* L.: 72 квартал > пр. Шакарима > Остров Полковничий > Цементный завод > 1 микрорайон;

- б) *Ulmus laevis* Pall.: 72 квартал > пр. Шакарима > Остров Полковничий > 1 микрорайон > Цементный завод;
- в) *Ulmus pumila* L.: Остров Полковничий = 72 квартал > Цементный завод > 1 микрорайон > пр. Шакарима;
- г) *Populus nigra* L.: 1 микрорайон > Остров Полковничий > пр. Шакарима > 72 квартал > Цементный завод;
- д) *Populus tremula* L.: пр. Шакарима > 1 микрорайон > 72 квартал > Остров Полковничий > Цементный завод.

При сравнении зольности отдельных органов видно, что зольность листьев *Acer negundo* L., *Ulmus pumila* L. и *Populus tremula* L. превосходит зольность коры тех же видов, за исключением *Ulmus laevis* Pall. и *Populus nigra* L., зольность коры которых превышает зольность листьев:

- Acer negundo* L.: Листья (11,4 %) > Кора (9,4 %);
Ulmus laevis Pall.: Кора (11,5 %) > Листья (8,8 %);
Ulmus pumila L.: Листья (10,1 %) > Кора (8,4 %);
Populus nigra L.: Кора (11,4 %) > Листья (10,5 %);
Populus tremula L.: Листья (11,2 %) > Кора (10,6 %).

В целом, необходимо отметить, что несмотря на обычно меньшее содержание зольных элементов в коре, нежели в листьях, в изученных древесных породах максимальные показатели зольности зафиксированы в районе Цементного завода (26,3 % – *Populus nigra* L., 23 % – *Populus tremula* L., 18 % – *Ulmus laevis* Pall.), что является показателем приспособленности данных видов к обитанию в условиях химического загрязнения окружающей среды.

Кроме того, меньшее содержание зольных элементов в листьях, а не в коре, возможно, объясняется временем отбора проб (сентябрь-октябрь), когда по мере старения листьев содержание зольных веществ в них уменьшается в основном в результате оттока фосфора и калия.

Зольности хвои сосны обыкновенной *Pinus sylvestris* L., произрастающей в районе Цементного завода (4,6 %), превышает зольность хвои рекреационной зоны Сквер Победы (3,6 %).

В целом отмечено, что именно хвоя *Pinus sylvestris* L., в сравнении с листьями и корой лиственных пород, характеризуется самыми минимальными значениями зольности.

Изучение зависимости содержания зольных элементов в листьях, коре и хвое древесных пород, произрастающих в разных по степени техногенной нагрузки зонах г. Семей (промышленная, транспортная, жилая, рекреационная), подтвердило известную закономерность о большей зольности органов деревьев более загрязненных территорий, чем относительно чистых.

Зольность листьев, коры и хвои деревьев можно считать показателем их приспособленности к данным условиям. Чем больше зольность, тем лучше приспособлено растение к условиям произрастания. Таким образом, зольность растений позволила получить представление о степени загрязнения атмосферного воздуха, характеризуя газопоглолительную способность растений. Поскольку самые высокие значения зольности деревьев приурочены к промышленным и транспортным зонам, минимальные выявляются у деревьев, растущих в жилых и рекреационных зонах, это позволяет использовать полученные результаты в качестве фитоиндикационного признака загрязнения атмосферы г. Семей.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ ПОСРЕДСТВОМ ОРГАНИЗАЦИИ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО БЛОКА НА БАЗЕ СТАНЦИИ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

В.Н. Калинин¹

Научный руководитель профессор А.В. Мананков²

¹ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика», г.Ноябрьск, Россия

²Томский государственный архитектурно-строительный университет, г. Томск, Россия

Специалисты, руководящие процессом строительства скважин, должны обладать не только знаниями в своей области, но и определенным уровнем экологического мировоззрения и мышления, который даст возможность анализировать и оценивать собственную производственную деятельность относительно ее воздействия на природную среду и позволит принимать обоснованные решения. В сознании многих руководителей начинает появляться понимание основных задач и методов экологии, законов взаимодействия живых организмов и неживой природы. Однако почти ничего не делается для практической оценки уровней экологической нагрузки производственной деятельности, ни говоря уже о постоянном мониторинге, который следовало бы осуществлять непосредственно в процессе бурения и освоения скважин. Отсутствует механизм экологического контроля, определяющий нагрузки на все компоненты экосистем с учетом эффектов суммации, аккумуляции и последующих цепных реакций, поскольку оценка воздействий на отдельные компоненты, даже являющиеся ведущим фактором развития геосистем, не позволяет обнаружить полный размах эффектов взаимодействий.

Строительство скважин неизбежно оказывает негативное влияние на окружающую природную среду (ОПС) и экологические функции геологической среды. Процесс происходит в несколько этапов, и при каждом характерно определенное воздействие: идёт загрязнение атмосферного воздуха, механическое повреждение

грунта, активное потребление водных ресурсов, взаимодействие с подстилающими породами и почвой, образование сточных вод, поглощение бурового раствора, сжигание попутного газа, образование твёрдых отходов и др. Особой спецификой бурения скважин на нефть и газ является то, что в результате данного технологического процесса образуется много отходов бурения (буровой шлам, нефтешламы, отработанные буровые растворы). Нередко в качестве загрязнителей почвы, воды и атмосферы выступают добавки на углеводородной основе, отработанные масла, нефть и газ. Мониторинг таких техногенных объектов либо носит единичный характер, либо не осуществляется вовсе, что не способствует минимизации воздействия на окружающую среду.

Геолого-технологические исследования (ГТИ) – одно из направлений промышленной геофизики, которое в отличие от традиционных геофизических исследований скважин, проводится непосредственно в процессе бурения скважины. Работа ведется с помощью компьютеризированных станций на базе автоматизированных систем сбора и обработки технологической, геологической и геохимической информации в процессе бурения. Указанные технические средства включают передвижные лаборатории, датчики и выносное оборудование, которое монтируется непосредственно на агрегатах буровой установки. При этом перед партией ГТИ ставится целый ряд задач: технологических, геологических, планово-экономических, организационных, информационных и научно-исследовательских.

Учитывая то, что строительство и бурение скважин на нефть и газ сопровождается существенной трансформацией геологической среды и загрязнением всех компонентов ОПС, совершенно закономерным было бы комплексное обобщение и привлечение результатов ГТИ для экологического сопровождения и обеспечения экологической безопасности эксплуатации скважин. С помощью имеющегося на вооружении у ГТИ оборудования и аппаратуры существует возможность экологического контроля большинства потенциально опасных загрязнителей и предотвращения аварий и инцидентов (табл.).

Помимо вышеуказанного контроля на базе уже используемых средств ГТИ может осуществляться регулярный визуальный осмотр и видеофиксация объектов буровой площадки, проверка выполнения планов и мероприятий по охране окружающей среды, запрос документов, камеральная работа с представленной документацией (изучение, анализ, формирование выводов и позиций, прогноз).

Для того чтобы предупреждать, выявлять и пресекать нарушение законодательства в области охраны труда и окружающей среды необходимо присвоение специалистам, участвующим в экологическом контроле, полномочий государственных инспекторов. В задачи экологического мониторинга должно входить не только составление статистических данных, но и организация комплекса мероприятий дающих основу для принятия оперативных решений, направленных на сохранение окружающей среды.

При организации отдельного экологического блока на базе станции ГТИ и снабдив его дополнительными датчиками и анализаторами, позволяющими фиксировать изменения в атмосфере, почве, водоемах и водотоках, можно вести полноценный геомониторинг, в том числе с передачей данных в реальном режиме времени соответствующим контролирующим органам. Такой блок, может являться как элементом производственного, так и инструментом государственного экологического контроля. При внедрении единой программы осуществления подобного мониторинга, в результате появится возможность формирования единой базы данных не зависимо от того, кто является недропользователем данного объекта. Все это позволит вывести систему экологического мониторинга строительства скважин на нефть и газ на качественно другой уровень, позволяющий превентивно реагировать на возможное негативное воздействие на окружающую среду.

Таблица

Возможное использование оборудования ГТИ применительно к экологическому контролю строительства скважин

№	Аппаратура и оборудование	Объект исследований	Предназначение	Решаемые экологические задачи
1	Датчики плотности бурового раствора на входе и выходе	Буровые растворы, пластовые воды, нефть, газ	Измерение плотности бурового раствора	Предотвращение несанкционированного поступления пластовых флюидов, предупреждение поглощений, контроль достоверности используемых добавок в буровые растворы
2	Датчики температуры бурового раствора на входе и выходе	Буровые растворы, пластовые воды, нефть, газ	Измерение температуры бурового раствора на входе и выходе из скважины	Определение градиента температуры раствора выходящего на устье с целью фиксирования начала выброса (притока)
3	Датчики уровня бурового раствора во всех емкостях	Буровые растворы, пластовые воды, нефть	Расчет объема раствора в каждой емкости и суммарного объема в емкостях, баланса долива скважины	Диагностика предаварийных ситуаций (поглощение, вытеснение), предотвращение и фиксация загрязнения почв и грунтовых вод в результате отсутствия гидроизоляции технологических емкостей.
4	Датчики расхода бурового раствора на входе и выходе	Буровые растворы, пластовые воды, нефть, газ	Измерение объемного расхода бурового раствора нагнетаемого в скважину	Анализ предаварийных ситуаций (поглощение, вытеснение), совместно с нагрузкой на долото (датчик веса) анализа работы направленной компоновки для сохранения запланированной траектории с целью исключения пересечения с ранее пробуренными скважинами

5	Датчик давления в затрубном пространстве	Буровой инструмент, буровые растворы, пластовые воды, нефть, газ	Измерение давления в колонне при закрытом преенторе	Определение избыточного давления, давления опрессовки, проверки на приток и поглощение с целью предотвращения газо-нефте-водопроявлений
6	Газоанализаторы (хроматограф, суммарный газоанализатор и т.п.)	Буровые растворы, пластовые воды, нефть, газ, атмосфера	Экспрессный анализ газовых смесей на содержание предельных углеводородов	Оценка содержания углеводородов в газовой смеси бурового раствора, предупреждение выбросов и предотвращение поступления загрязнителей в почву и в грунтовые воды при аварийных разливах нефти, подтверждение поступления газа, нефти и минерализованных вод в подземные воды в результате перетоков их по затрубному пространству в случаях некачественного цементирования и негерметичности обсадных колонн
7	Автономные газоанализаторы (CO, H ₂ S и т.п.)	Атмосфера	Измерение содержания токсичных газов	Оценка и оповещение при превышении предельно допустимых концентраций токсичных газов
8	Геологическая кабина (микроскоп, люминескоп и др.)	Шлам, буровые растворы	Анализ шлама, керна, буровых растворов	Качественная оценка битуминозности (в том числе и при техногенном заражении) шлама, оперативный контроль основных параметров бурового раствора

Литература

1. Грива Г.И. Геоэкология месторождений углеводородов полуострова Ямал // Ж-л Вестник ТГУ, Бюллетень оперативной научной информации, 2005. – №51. – 134 с.
2. Демихов В.И., Леонов А.И. Контрольно измерительные приборы при бурении скважин. – М.: «Недра», 1980. – 304 с.
3. Калинин В.Н. Особенности проведения геолого-технологических исследований при бурении в терригенных разрезах на нефть и газ // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XV международного симпозиума имени академика М.А.Усова студентов и молодых ученых, посвященного 110-летию со дня основания горно-геологического образования в Сибири, - Томск: Изд-во ТГУ, 2011. - Том I – С. 334–335.
4. Калинин В.Н. Перспективы развития геолого-технологических исследований и газового каротажа в современных условиях бурения горизонтальных скважин на нефть и газ // Ж-л Вестник ТГУ, 2011. – № 348. – С. 173–176.
5. Лукьянов Э.Е., Стрельченко В.В. Геолого-технологические исследования в процессе бурения. - М.: Нефть и газ, 1997. – 688 с.
6. Мещеряков С. Экологические проблемы в нефтегазовом комплексе: современные подходы и технологии для решения. ЭКОС №2, 2008, – С. 6–10.
7. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. – М.: «Недра», 1988. – 279 с.
8. РД 39-133-94. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше.
9. РД 153-39.0-069-01. Техническая инструкция по проведению геолого-технологических исследований нефтяных и газовых скважин.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ

И.О. Каримова

Научный руководитель доцент В.Б. Барахнина

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

Горнопромышленный комплекс в настоящее время является одним из основных источников формирования экологических проблем, поскольку ежегодно в мире добывается и перерабатывается 1000 млрд. т минерального сырья и 15-18 м³ пустых пород. Предполагается, что в ближайшие 50 лет объем добычи в горной промышленности, включая топливно-энергетический комплекс, возрастет не менее чем в 5 раз, что будет сопровождаться изъятием больших земельных площадей. Так добыча 1 млн. т железной руды открытым способом приводит к потере от 14 до 640 га земель, марганцевой от 76 до 600 га, кроме того, извлечение полезного компонента из руды сопровождается выходом большего объема пустых пород. В среднем на 1 т выплавленного железа приходится 1,9 т добытой породы, алюминия – 5,8 т, цинка – 60 т, свинца – 70 т, меди – 95 т. И, тем не менее, получение полезных ископаемых из недр Земли является сегодня и в обозримом будущем безальтернативной необходимостью для самого факта существования человечества. В связи с этим реальный переход на путь устойчивого развития может произойти лишь в том случае, когда деятельность горно-промышленного комплекса будет ориентирована не только на достижение определенного уровня экономической эффективности, но и обеспечение экологической безопасности, поскольку окружающая природная среда уже понесла значительный экологический ущерб. Все это определяет актуальность исследования по комплексной оценке экологического фактора при освоении ресурсов недр, что будет способствовать достижению бесконфликтного развития техно- и биосферы при разработке месторождений полезных ископаемых [1, 2].

Целью данной работы является сравнительный анализ основных геоэкологических рисков. Рассматривая геологоразведочные, горнодобывающие и перерабатывающие отрасли промышленности, как

факторы нарушения природных ландшафтов, приходится констатировать как прямое, так и косвенное их влияние на окружающую природную среду и все ее компоненты [3].

Воздействие на ландшафты открытых горных работ проявляется в коренном переустройстве рельефа с образованием техногенных отрицательных (денудационных) и положительных (аккумулятивных) форм. Положительными формами рельефа, остающимися после производства открытых горных работ, являются отвалы, которые по отношению к контуру карьера подразделяются на внутренние, находящиеся внутри этого контура и внешние, располагающиеся вне контура карьера. Отрицательными формами рельефа, остающимися после открытых разработок, являются карьеры, траншеи и каналы, весьма различные по своим параметрам. Открытыми разработками россыпных месторождений нарушены природные долинные ландшафты многих рек Южной и Восточной Якутии, Южной и Северо-Восточной Сибири.

Открытый способ разработки является основным направлением развития горной промышленности, что вызывает увеличение территорий, которые частично или полностью подвергаются нарушению. Интенсивное развитие открытых работ сопровождается ростом объемов и, соответственно, отвалов вскрышных пород.

Обнаженные горные породы в бортах провалов, поверхность терриконов, хвосто- и шламохранилищ нередко становятся источником пылеобразования, а при разработке горючих полезных ископаемых дыма, причем в составе пыли и дыма в воздух могут попадать фитотоксичные компоненты. Они же могут оказаться и в грунтовых водах, формирующих свой химический состав в провальных мульдах и отвальных породах. Таким образом, помимо воздействия на рельеф поверхности земли, подземные горные разработки могут также приводить к загрязнению поверхности почвы, растительности и подземных вод. Размеры и форма отвалов определяются несколькими обстоятельствами, в частности - технологией разработки месторождений и отвалообразования. В простейшем случае, при использовании вагонеток и скипов, формируются конические отвалы - терриконники. При использовании автомобильного и железнодорожного транспорта - платообразные и гребневидные, при обилии отвального материала организуются платообразные террасированные отвалы. Хвосто- и шламохранилища обогатительных фабрик ГОКов и энергетических предприятий, обеспечивающих основное производство, располагаются обычно в ближайших понижениях рельефа, постепенно заполняя которые, они формируют плоские или слабо наклонные поверхности.

Методы идентификации рисков и оценка вероятности проявления нежелательных событий подразделяются на статистические, аналитические, экспертные:

- статистические основаны на анализе событий, накопленных за определенный период наблюдений (частоты проявлений);
- аналитические базируются на изучении причинно-следственных связей, позволяющих оценить вероятность события при помощи сочетания последовательности элементарных событий с известными вероятностями проявлений;
- экспертные предполагают оценку событий по результатам опроса (анкетирования) экспертов.

Идентификацию опасных производственных объектов можно осуществить уже на стадии предварительных работ с помощью анализа фондовых материалов и проведения ознакомительного «тура» по предприятию. Важно отметить, что именно этот этап способен наиболее серьезно повлиять на адекватность всех последующих оценок и формирование подходов к управлению рисками. К категории опасных производственных объектов отнесены следующие предприятия: нефтепромысловые трубопроводы, нефтестабиллизационные производства, газокompрессорные станции, цеха подготовки и перекачки нефти, установки предварительного сброса воды, товарно-сырьевые склады или резервуарные парки, блочные кустовые насосные станции, автоматические газораспределительные станции, цеха сбора, подготовки и транспортировки газа, установки осушки газа, скважины и др. [4].

Применяется несколько подходов к оценке опасных производственных объектов и связанных с ними воздействий: «концепция удельной смертности»; статистический метод (в этом случае дается оценка опасности «снизу»); оценка максимального ущерба (наиболее распространенный в практике страхования метод; дается оценка опасности «сверху»); количественная оценка риска (в основе лежит построение множества сценариев развития возможных аварий на объекте с последующей оценкой частоты реализации каждого из сценариев и определением масштабов последствий аварий).

После этого анализируется технологическая специфика, а также природные условия территории, где расположен опасный производственный объект. Используются разработанные вопросники, проводится анкетирование руководителей различного ранга и операторов на объекте, осуществляются обследования уровня промышленной безопасности на всех проблемных и некоторых благополучных объектах. Здесь анализируется информация о технологиях, сырье, готовой продукции, характеристике основного оборудования, сведения по противопожарной защите и комплекс других показателей, влияющих на уровень промышленно-экологической безопасности. В итоге определяются основные опасности в технологическом процессе, способные вызывать аварии на объекте.

Факторы можно разделить по происхождению на следующие группы:

1. Техногенные факторы риска. В эту группу попали такие факторы, как средние показатели по количеству и токсичности добываемых, хранимых и транспортируемых веществ, средние показатели взрывоопасности, закономерности размещения. В качестве корректирующего фактора может выступить степень износа оборудования. Основная аварийность нефтегазового комплекса связана с нефтепроводами и водоводами.

2. Природные и природно-антропогенные процессы как факторы возникновения аварийных и чрезвычайных ситуаций. Природные и техногенные факторы весьма тесно связаны: природные факторы рисков

при своей реализации могут вызывать появление негативного влияния техногенных факторов. Практика таких аварий показывает, что обычно «запуск механизма взаимовлияния» начинается с техногенного звена.

Важную роль в формировании экологического ущерба играют ландшафтные условия. Больше всего сбросов происходит на рельеф, затем в водные объекты.

3. Человеческий фактор аварийности:

- основная причина нарушение правил огневых работ персоналом, нарушение техники безопасности;
- нарушение параметров ведения технологических процессов;
- некачественная молниезащита и др.

Основным фактором аварий на площадках становится ошибка оператора: неопытность, небрежность, неправильная диагностика и т.д.

По величине возможного ущерба здоровью и имущества третьих лиц первое место занимают трубопроводы широкой фракции летучих углеводородов. В ранжировании по имущественным составляющим ущерба – нефтестабилизирующее производство. При отсутствии дублирующих технологических установок и резервных ниток трубопроводов или невозможности переключения потоков углеводородов на последние типовые опасные производственные объекты по относительной опасности неблагоприятных аварийных воздействий на величину упущенной выгоды также наибольшую опасность представляет нефтестабилизирующее производство.

Влияние геологоразведочных работ состоит в нарушении поверхности и почвенно-растительного покрова при организации и обустройстве площадок буровых работ, строительстве и эксплуатации временных дорог и поселков разведчиков, прокладке дорожных трасс и зимников гусеничного транспорта, неорганизованного передвижения гусеничного транспорта. Подсчитано, что при сооружении простейшей дороги шириной всего 4 м, размеры занимаемой ею площади составят 1 га на каждые 2,5 км трассы. Полной переработке подвергаются земельные участки, на которых непосредственно производятся геологоразведочные работы. Существенное воздействие на природные ландшафты северных территорий оказывают глубокие разведочные работы на нефтяные и газовые месторождения. Помимо загрязнения поверхности, буровые работы вызывают и механические нарушения тундровых ландшафтов, прямые при планировании буровой площадки и рытье котлованов под различные технические нужды и косвенные, проявляющиеся в развитии термоэрозийных и термокарстовых процессов по нарушенной поверхности, подстилаемой высокольдистыми грунтами.

Аварийные разливы нефти и нефтепродуктов при транспортировке приводят к пагубным воздействиям на окружающую среду, живые и растительные организмы. Интенсивность просачивания нефти и нефтепродуктов в почву, испарение, вымывание их компонентов зависят от почвенно-климатических условий, состава указанных продуктов, механического состава, свойств и водно-термического режима почвы. На распределение в ней нефти и воды влияют процессы взаимного капиллярного вытеснения жидкостей в зоне водонефтяного контакта, поверхностные свойства минералов, нефти и воды. На процесс просачивания углеводородных жидкостей в увлажненную почву влияют состав жидкостей и наличие них активных компонентов.

В ходе исследований выявлено, что наиболее сильное влияние на состояние окружающей среды оказывает ведение горных работ, преимущественно открытых, немалую долю вносят геологоразведочные работы и аварийные разливы нефти при ее транспортировке.

Литература

1. Акимов В.А. Основы анализа и управления риском в природной и техногенной сферах. - М.: Деловой экспресс, 2004. – 352 с.
2. Абдрахимов Ю.Р., Барахнина В.Б., Дихтярь Т.Д. Экология: Учеб. Пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2003. – Ч. 2. – 83 с.
3. Барахнина В.Б., Ягафарова Г.Г. Теоретические основы защиты окружающей среды: Учеб. пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2008. – 143 с.
4. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИКИ НАКОПЛЕНИЯ РАДИОНУКЛИДОВ В ДРЕВЕСИНЕ МЕТОДОМ F-РАДИОГРАФИИ

А. А. Капустина

Научный руководитель доцент Ю.Л. Замятина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

XX век открыл перед человечеством большие возможности для проведения научных исследований в широких масштабах – от микромира до Вселенной. Научно-технический прогресс дал в руки исследователей разнообразные методы изучения физических процессов и явлений, происходящих в природе, и использования их на благо человечества.

Методы, позволяющие получать информацию о содержании химических элементов в исследуемых объектах, называют методами элементного анализа. Среди методов, дающих информацию о вещественном составе исследуемых объектов, особое место занимают ядерно-физические.

Для успешного решения поставленной задачи мало знать среднее содержание анализируемых элементов, необходимо также располагать сведениями об их пространственном распределении и локальной концентрации.

Методы обнаружения пространственного распределения элементов, как правило, основываются на регистрации различными детекторами излучения от исследуемого объекта с последующим выявлением следов этого излучения. Такие методы называются радиографическими.

В представленной работе, с помощью одного из направлений радиографии (f-радиографии) проведен анализ древесины сосен, произраставших на территории участков проведения глубоких (камуфлетных) подземных ядерных взрывов (ПЯВ) (Красноярский край). Следует отметить, что в результате камуфлетного взрыва под землей образуется шаровая область, за границами которой находится зона дробления и трещин. Считается, что основная масса радиоактивных веществ остается в границах полости, но в настоящее время безопасность таких «хранилищ» не подтверждена, более того эти объекты являются потенциальными источниками миграции радионуклидов [2].

В основу метода f-радиографии положена реакция деления ядер атомов некоторых элементов (урана, плутония и пр.) под действием тепловых нейтронов и регистрация осколков деления на детекторе. При этом на детекторе, в качестве которого используется, например, лавсановая пленка, фиксируются следы от осколков деления (треки), которые можно наблюдать в оптический микроскоп. Количество треков пропорционально содержанию радионуклида в данной точке исследуемого образца [4].

С помощью f-радиографического анализа древесины сосен, произраставших на территории, подвергшейся антропогенному воздействию в результате проведения ПЯВ, было изучено, как отразились эти события на развитие биоты. Было исследовано два образца древесины сосен, произраставших на территории участков ПЯВ «Кратон-2» и «Метеорит-2». Образцы древесины были отобраны в радиусе не более 100 метров от скважин изучаемых ПЯВ.

Для проведения f-радиографического анализа образцы, которые представляют собой пластины толщиной 0,5-1 см, выпиленные из спилов древесины по радиусу, были датированы и специальным образом подготовлены для облучения тепловыми нейтронами в канале реактора. При подготовке на каждый образец был нанесен урановый эталон и лавсановый детектор. Затем подготовленная проба помещалась в специальный контейнер из толстой алюминиевой фольги для дальнейшего облучения. После облучения и выдержки образца, с последнего был снят лавсановый детектор, который в дальнейшем подвергался химическому травлению по стандартной методике. После травления на лавсановый детектор выносились годовичные кольца, и осуществлялся подсчет треков от осколков деления радионуклидов [2].

Для получения достоверных результатов треки подсчитывались по 15 случайно выбранным элементарным площадкам в зоне каждого годовичного кольца или группы колец в каждом образце. Затем производился пересчет количества треков на 1 мм^2 . На основе полученных данных о средней плотности треков от осколков деления в каждом годовичном кольце выполнялось построение кривых распределения делящихся элементов по временным периодам.

Первый образец был отобран с участка ПЯВ «Кратон-2». ПЯВ «Кратон-2» был произведен 21 сентября 1978 г. По мощности этот взрыв был одним из слабых на территории Красноярского края – 5 кт в тротиловом эквиваленте [1]. Образец древесины также был датирован, количество годовичных колец – 50, что соответствует временному периоду 1959-2010 гг. После выполнения f-радиографического анализа была установлена динамика накопления делящихся радионуклидов за период времени 1959-2010 гг. на основании данных о распределении плотности треков от осколков деления, которая показана на рисунке 1.

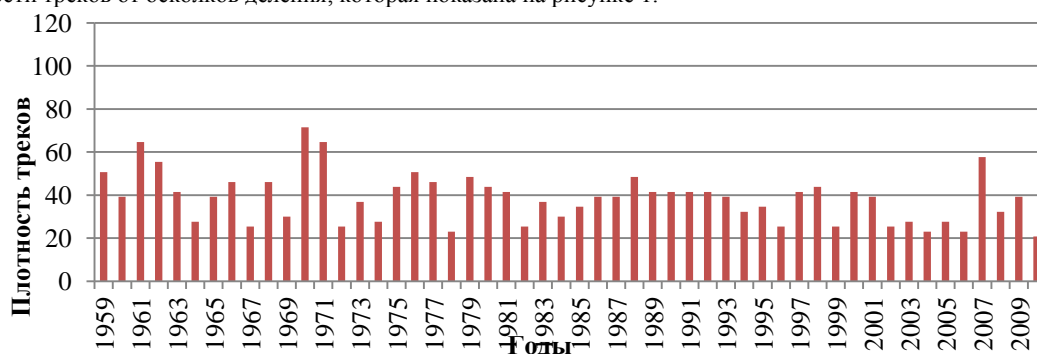


Рис. 1. Распределение треков от осколков деления в годовичных кольцах сосны, произраставшей на участке ПЯВ «Кратон-2»

При изучении данного образца был получен достаточно длительный ряд наблюдений по накоплению делящихся радионуклидов в годовичных кольцах деревьев, который охватывает период активного испытания ядерного оружия в атмосфере, период проведения ПЯВ «Кратон-2» (1978 г.) и современную ситуацию поступления в окружающую среду делящихся радионуклидов.

По результатам анализа было вычислено среднее содержание делящихся радионуклидов по всем годовичным кольцам, которое по плотности треков составляет $38,6 \text{ треков/мм}^2$, что в количественном выражении оценивается как $0,054 \text{ мг/кг}$ «эквивалентного урана». Полученное значение сопоставимо с ранее установленным

фоновым уровнем накопления делящихся радионуклидов в древесине для территории Сибирского региона в целом (0,06-0,09 мг/кг), и для Красноярского края (0,06 мг/кг) в частности [1–3].

Анализ динамики распределения треков по годичным кольцам показывает, что год проведения ПЯВ «Кратон-2» (1978 г.) не выделяется на фоне общей динамики каким-либо повышенным накоплением делящихся радионуклидов. В целом, динамика накопления делящихся радионуклидов по годичным кольцам данного образца довольно равномерная. Незначительно повышенной концентрацией треков характеризуется начальный период развития дерева, что может быть обусловлено биологическими особенностями самого древесного растения, а также может отражать влияние периода активного испытания ядерного оружия в атмосфере.

Второй образец был отобран в зоне ПЯВ «Метеорит-2». Данный ПЯВ был проведен 26 июля 1977 г. Это был один из самых мощных взрывов на территории Красноярского края – 15 кт в тротиловом эквиваленте [1]. В результате проведения датировки было установлено 40 годичных колец, что соответствует временному периоду 1971–2010 гг. После выполнения f-радиографического анализа была установлена динамика накопления делящихся радионуклидов во всех годичных кольцах изучаемого образца древесины (т.е. за период времени 1971–2010 гг.) на основании данных о плотности треков от осколков деления делящихся радионуклидов, накопленных в каждом годичном кольце. Характер распределения треков от осколков деления по всем годичным кольцам показан на рисунке 2. Возраст данного образца позволяет получить ограниченный ряд временных наблюдений по накоплению делящихся радионуклидов в годичных кольцах, но, тем не менее, время проведения ПЯВ «Метеорит-2» (1977 г.) отражает, как и современную картину поступления в окружающую среду делящихся радионуклидов.

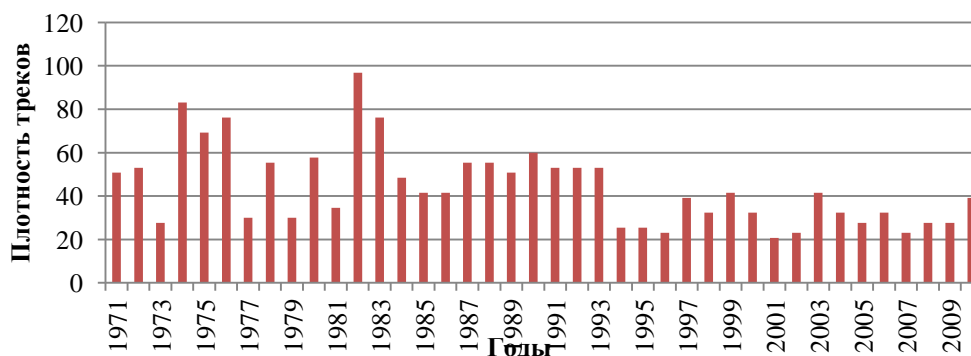


Рис. 2. Распределение треков от осколков деления в годичных кольцах сосны, произраставшей на участке ПЯВ «Метеорит-2»

По результатам анализа было вычислено среднее содержание делящихся радионуклидов по всем годичным кольцам, которое по плотности треков составляет 44 трека/мм², что в количественном выражении оценивается как 0,056 мг/кг «эквивалентного урана». Полученное значение, также как и в предыдущем случае, сопоставимо с ранее установленным фоновым уровнем накопления делящихся радионуклидов в древесине.

Анализ динамики распределения треков по годичным кольцам показывает, что год проведения ПЯВ «Метеорит-2» (1977 г.) попадает в серию колец (1974–1883 гг.) с несколько повышенным, относительно среднего значения, содержанием делящихся радионуклидов. Данный факт, вероятно, отражает более активное усвоение элементов, в целом, в ранний период развития данного конкретного дерева. В последующем периоде изменение концентрации радионуклидов находится на уровне среднего значения по всем годичным кольцам.

Для всестороннего анализа полученных результатов необходимо знать общую картину проведения всемирных испытаний ядерного оружия, поскольку они внесли существенный вклад в поступление радионуклидов в окружающую среду. Атмосферные взрывы сопровождались выбросом огромного количества радиоактивных продуктов, в том числе значительного количества неразделившихся урана и плутония, которые рассеялись в стратосфере в глобальном масштабе и, в дальнейшем, выпали на земную поверхность. Временная картина проведения взрывов представлена на рисунке 3.

Следует отметить, что территория проведения изучаемых ПЯВ не подвержена радиационному влиянию предприятий ядерно-топливного цикла, деятельность которых также сопровождается привнесом радионуклидов в окружающую среду.

На основании приведенных данных можно отметить некоторые нюансы в анализе полученных результатов:

1. Проведение атмосферных ядерных взрывов находит отражение в изменении плотности треков и, соответственно, содержания делящихся радионуклидов по годичным кольцам. Изменение (увеличение) плотности треков от осколков деления радионуклидов в годичных кольцах не всегда происходит в год проведения взрыва, а отражается в кольцах последующих годов и имеет динамику накопления. Можно также предположить, что изменение содержания радионуклидов находится в зависимости от того, в какое время года был произведен взрыв: если в период активной вегетации или до этого периода, то изменение содержания радионуклидов отражается, преимущественно, в кольце этого же года, а, если в конце вегетационного периода или после него, то отражение приходится, в большей части, - на кольцо следующего за взрывом года.

2. Картина распределения треков по кольцам показывает, что может наблюдаться перераспределение поступивших в древесину радионуклидов по годичным кольцам (на 2–4 года).

Таким образом, применение метода f-радиографии для исследования годичных колец деревьев позволяет изучить уровень и характер накопления делящихся радионуклидов в различные периоды времени, и, тем самым, восстановить динамику поступления этих радионуклидов в окружающую среду за длительный период времени.

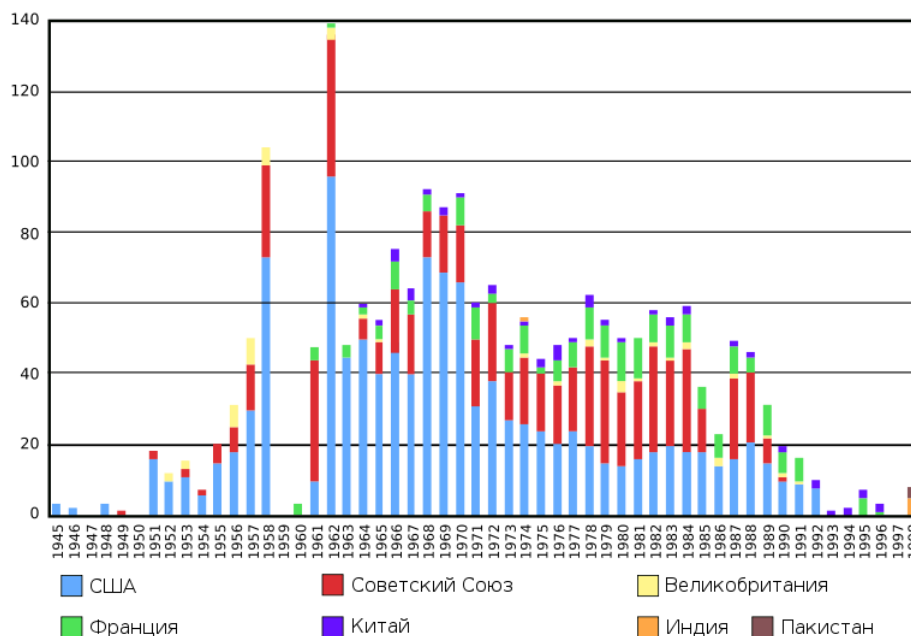


Рис. 3. Всемирные ядерные испытания, 1945 – 1998 гг. [5]

Литература

1. Замятина Ю.Л. Изучение истории поступления радионуклидов в окружающую среду на основе f-радиографического анализа годичных колец деревьев: Автореф. дис.... канд. геол.-минер. наук. – Томск, 2008г. – 26 с.
2. Рихванов Л.П., Замятина Ю.Л., Коваленко В.В. История формирования радиоактивного загрязнения окружающей среды в районе проведения подземных ядерных взрывов (на примере Красноярского края) // Проблемы биогеохимии и геохимической экологии. – Томск, 2007. – № 2. – С. 25–33.
3. Архангельская Т.А. Ретроспективная оценка радиоэкологической ситуации по результатам изучения годовых колец срезов деревьев: Автореф. Дис.... канд. геол.-минер. наук. – Томск, 2004. – 21 с.
4. Флеров Г.Н., Берзина И.Г. Радиография минералов, горных пород и руд. – М.: Атомиздат, 1979. – 224 с.
5. Ядерное испытание / Википедия [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%AF%D0%B4%D0%B5%D1%80%D0%BD%D0%BE%D0%B5_%D0%B8%D1%81%D0%BF%D1%8B%D1%82%D0%B0%D0%BD%D0%B8%D0%B5 (дата обращения: 12.01.2012)

О СВЯЗИ ПРИРОДНЫХ И ТЕХНОГЕННЫХ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ЗАБОЛЕВАЕМОСТЬ НАСЕЛЕНИЯ Г. ТОМСКА

О.А. Карева

Научный руководитель профессор А.В. Мананков

Томский государственный архитектурно-строительный университет, г. Томск, Россия

Неблагоприятная экологическая ситуация обещает стать главной проблемой 21-го века. Это особенно актуально для крупных городов, где сегодня проживает значительная часть населения Земли, и процесс урбанизации, по мнению экспертов, еще не завершен. Рост заболеваний дыхательных путей, аллергия, заболевания кровеносной системы – это далеко не полный перечень последствий ухудшения экологической ситуации, и, в частности, загрязнения атмосферы [1].

Население промышленно развитых центров постоянно подвергается воздействию комплекса техногенных факторов загрязнения окружающей среды. Это воздействие – одна из главных причин ухудшения состояния здоровья населения. Ведущим является загрязнение атмосферного воздуха.

В крупных городах большая часть вредных выхлопов (более 60%) – это выхлопные газы автомобилей. Средний легковой автомобиль выбрасывает в год столько углекислого газа, сколько весит сам, 48 кг различных канцерогенных веществ в год вдыхает житель мегаполиса 225 тыс. человек ежегодно умирает в Европе от заболеваний, связанных с выхлопными газами. На четыре года меньше живет средний житель мегаполиса по сравнению с теми, кто живет в сельской местности.

Между тем, современный человек уже не представляет себя без личного автомобиля, а экономика страны немислима без хорошо развитого общественного транспорта. Поэтому количество автомобилей на дорогах страны будет расти с каждым годом.

Сегодня, по данным агентства «Автостат», каждый четвертый житель России владеет автомобилем. И к началу 2012 года уровень автомобилизации в России достигнет 250 машин на 1000 жителей. Эксперты ожидают, что наш автопарк вырастет к 2020 году в полтора раза, что, несомненно, скажется негативно на экологии страны вообще и крупных городов в частности [3].

Одной из актуальных задач медицинской геологии является объединение различных ветвей геологических наук и медико-биологических в единую систему знаний о здоровье живых организмов.

На территории г. Томска выделяются три тектонических разлома первого порядка (Городской, Конинин-ский и Ушайкинский) с оперяющимися трещинами и несколько разломов второго и третьего порядка, которые оказывают доминирующее влияние на экологические функции территории города [2].

Склон Томско-Каменского выступа представлен двумя блоками 1 порядка, в виде ступеней последовательно погружающихся в запад-северо-западном направлении: Томским и Усть-Киргизским. Эти блоки разделяются разломами 1 порядка – Городским и Конининским с оперяющимися трещинами. С точки зрения геологического и физико-географического строения территорию города делим на пять геоэкологических зон (ГЭЗ).

В г. Томск существует 14 государственных медицинских учреждений, они равномерно распределены по территории города. Расположение медицинских учреждений и деление территории на ГЭЗ показано на рис. 1 синими квадратиками.

Для изучения состояния здоровья населения исходными данными послужили материалы Томского отдела медицинской статистики, объем которых включает в себя заболеваемость населения по различным нозологическим формам (заболеваниям) обратившегося населения в государственные медицинские учреждения с 2007 по 2009 года. Анализ заболеваемости осуществлялся на основании формы 12 медицинской статистической отчетности.

Для подтверждения достоверности данных был найден коэффициент линейной корреляции между данными по годам 2009 с 2008, 2009 с 2007 и 2008 с 2007 который составил 0,9 и выше что соответствует сильной связи заболеваний по годам и достоверности данных, которые можно использовать в дальнейших исследованиях.

Имеющиеся количественные данные по заболеваемости населения на территории г. Томска нами пересчитаны в показатель на 1000 человек, при расчете использовалась следующая формула:

$$П=(А\times 1000)/Кч,$$

где П – показатель заболеваемости на 1000 человек,

А – абсолютное количество заболевшего населения,

Кч – население за рассматриваемый период.

Для пространственного распределения заболеваемости населения города и выявления ее причин проведем анализ заболеваемости по выделенным пяти геоэкологическим зонам. Полученные результаты показаны на диаграммах (рис. 2–6).

Видно что, показатели, характеризующие заболеваемость населения в различных геоэкологических зонах (ГЭЗ), весьма неоднородны. Прежде всего, можно отметить, Геоэкологическую зону 5, в которую входит группы промышленных предприятий, где выделяется электромеханический и электроламповый заводы, завод крупнопанельного домостроения и Томский полистеролбетон завод. Встречаемость заболеваний практически всех органов и систем существенно выше среднероссийских, даже не смотря на то, что данная зона, казалось бы, располагается на высоком месте и хорошо проветривается воздушными потоками.

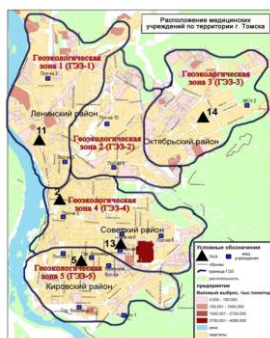


Рис. 1. Зонирование территории г. Томска на ГЭЗ и расположение медицинских учреждений

Наравне с пятой геоэкологической зоной выделяется зона 2, здесь также уровень заболеваемости новообразований, костно-мышечной системы, органов дыхания, системы кровообращения, и болезней глаз относительно высок, который объясняется:

1) большим количеством автотранспортных магистралей (ул. Пушкина, Читинская, пр. Мира, Иркутский тракт), и одним из самых сложных, с точки зрения пропускной способности в час пик, перекресток «4-я поликлиника», где выделения поллютантов зачастую превышают ПДК в несколько раз. Выхлопные газы автомобилей представляют собой многокомпонентную смесь токсических веществ, под действием физико-химических превращений, а также исходные вещества взаимодействуют между собой, образуя иногда более токсичные и опасные для здоровья человека соединения;

2) близким расположением к северному промышленному, промышленное производство является значительным источником загрязнения. Помимо двуокиси серы, взвешенных веществ и окислов азота, промышленные загрязнители атмосферного воздуха включают свинец, кадмий, ртуть, бериллий, сероводород, фтористые соединения, хлор, асбест и многие другие вещества, представляющие собой отходы и побочные продукты технологического процесса, и также оказывающие отрицательное воздействие на здоровье человека;

3) метеорологическими факторами (в Томске преобладает юго-западное направление ветра, поэтому ГЭЗ 2 «притягивает» к себе все вредные вещества выделенные на территории города.

Нельзя не отметить частую встречаемость новообразований в геоэкологической зоне 2 (рис. 6) что легко объясняется в большей мере воздействием геоактивных зон Ушайкинского, Конининского и Городского разломов с их опережающими трещинами.

В центральной части (ГЭЗ 4), предприятия располагаются внутри жилой территории (ГРЭС-2, Сибэлектромотор, Манотомь, АООТ, Керамзит, ТЭМЗ, Электроламповый завод). Характерная черта развития города в том, что на всей территории города высотные здания окаймляют наиболее загруженные магистрали и промышленные площадки (без необходимых санитарно защитных зон) и непроизвольно становятся серьезными рукотворными барьерами, мешающими выносу загрязнителей с территории города.

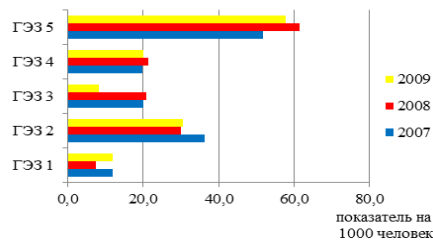


Рис. 2. Уровень заболеваемости болезнями глаза и его придаточного аппарата

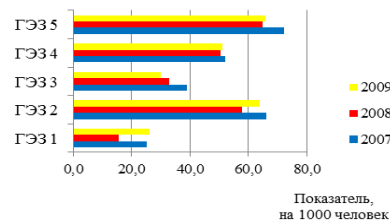


Рис. 3. Уровень заболеваемости болезнями системы кровообращения

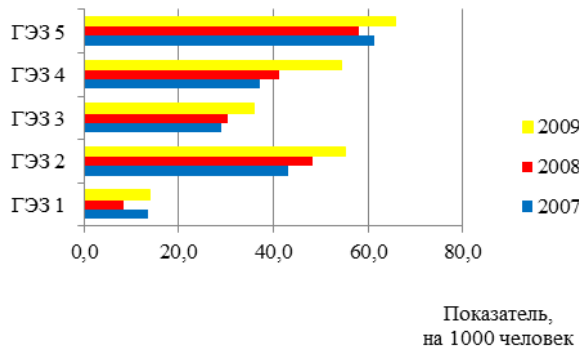


Рис. 4. Уровень заболеваемости болезнями органов дыхания

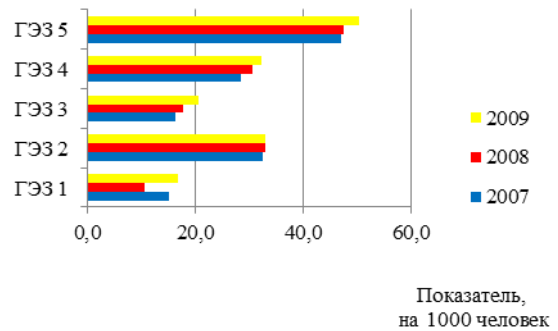


Рис. 5. Уровень заболеваемости болезнями костно-мышечной системы

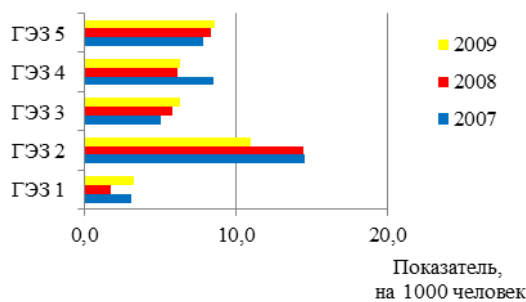


Рис. 6. Уровень новообразований

Литература

1. Резник В.Я. Состояние атмосферного воздуха в 2007г. / В.Я. Резник, Н.А. Цехановская / Экологический мониторинг: Состояние окружающей среды Томской области в 2007 году гл. редактор А.М. Адам, редкол.: В.А. Коряшкин, С.Н. Воробьев; Департамент природных ресурсов и охраны окружающей среды Том. обл., ОГУ «Облкомприрода» Администрации Том. обл. – Томск: Графика, 2008. – С. 21–28.
2. Резник, В.Я. Состояние атмосферного воздуха в 2008г. / В.Я. Резник, Н.А. Цехановская / Экологический мониторинг: Состояние окружающей среды Томской области в 2008 году гл. редактор А.М. Адам, редкол.: В.А. Коряшкин, С.Н. Воробьев; Департамент природных ресурсов и охраны окружающей среды Том. обл., ОГУ «Облкомприрода» Администрации Том. обл. – Томск: Графика, 2009. – С. 21–29.
3. Резник, В.Я. Состояние атмосферного воздуха в 2009г. / В.Я. Резник, Н.А. Цехановская / Экологический мониторинг: Состояние окружающей среды Томской области в 2009 году гл. редактор А.М. Адам, редкол.: В.А. Коряшкин, С.Н. Воробьев; Департамент природных ресурсов и охраны окружающей среды Том. обл., ОГУ «Облкомприрода» Администрации Том. обл. – Томск: Графика, 2010. – С. 20–28.

ВЛИЯНИЕ ОБЛАЧНОСТИ НА ИНТЕНСИВНОСТЬ УЛЬТРАФИОЛЕТОВОЙ РАДИАЦИИ В РАЙОНЕ ОЗЕРА ШИРА (РЕСПУБЛИКА ХАКАСИЯ)**Е.Ю. Козлова**

Научный руководитель доцент Л. М. Севастьянова

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Облачность является важнейшим фактором, регулирующим приход солнечной радиации на земную поверхность. Особый интерес представляет влияние облаков на приход ультрафиолетовой радиации, так как облачность является тем фактором, который может уменьшить влияние опасной ультрафиолетовой радиации на здоровье человека.

Избыток ультрафиолетовой радиации приводит к общему перегреву организма, солнечным ожогам, изменению текстуры кожи, вызывая ее преждевременное старение (фотостарение) и пигментацию в виде солнечного лентиго (веснушки), способствует возникновению рака кожи. Дефицит ультрафиолетовой радиации выражается в гиповитаминозе D у детей, предрасполагает к появлению простудных и различных инфекционных заболеваний.

Ультрафиолетовую радиацию по физиологическому действию делят на флуоресцентную, область спектра (А) с длиной волны 400–315 нм, эритемную (В) 315–280 нм и бактерицидную (С) с длиной волны короче 280 нм. Флуоресцентная радиация вызывает пигментацию (образование загара) кожи и обладает антирахиитичным эффектом, а эритемная вызывает покраснение (эритему) кожи незагорелого человека и обладает пигментирующим и антирахиитичным эффектом, но более сильным, чем флуоресцентная, вызывает фотоофтальмию (воспаление глаза). Наиболее активная бактерицидная радиация разрушает молекулы белка и угрожает всему живому на земле, но она не доходит до ее поверхности, задерживаясь озоновым слоем атмосферы [1], поэтому рассматривают изменения ультрафиолетовой радиации в области (А+В).

Целью исследования является определение зависимости прихода количества ультрафиолетовой радиации на земную поверхность от наличия облачности в районе озера Шира, расположенного в Республике Хакасия.

Наблюдения проводились на базе практик Томского государственного университета «Шира» (54° 27' с. ш., 89° 48' в. д., высота 657 м над уровнем моря) студентами кафедры метеорологии и климатологии. За облачностью велись визуальные наблюдения, интенсивность ультрафиолетовой радиации в области (А+В) фиксировалась с помощью прибора «ТКА-ПКМ» Люксметр+УФ-радиометр» ежечасно (при ясном небе) и в стандартные сроки актинометрических наблюдений по среднему солнечному времени. Регулярные наблюдения за ультрафиолетовой радиацией в Хакасии не проводятся.

По обеспеченности естественной ультрафиолетовой радиацией район исследования относится к зоне ультрафиолетового комфорта со следами ультрафиолетового дефицита в середине зимы [3].

Согласно многолетним данным по метеорологической станции Шира [5], число ясных дней (0–2 балла) по общей облачности составляет всего 38 дней в году (в том числе 1,9 дня в июле). Здесь отмечается наибольшая повторяемость пасмурного (8–10 баллов) состояния неба по общей облачности. В связи с этим важно знать, как влияет облачность на режим ультрафиолетовой радиации.

Дневной ход интенсивности ультрафиолетовой радиации в области (А+В) был проанализирован по данным наблюдений при разных состояниях неба за июль 2011 г. В этот период был только один ясный день, в остальные дни наблюдались облака разных форм и их сочетания: перистые, перистые в сочетании с высококучевыми, перистые в сочетании с кучевыми, кучевые, кучево-дождевые, слоисто-кучевые, слоисто-дождевые облака.

Влияние облачности на поток ультрафиолетового излучения определяется оптической толщиной облачности, ее микроструктурой, протяженностью по вертикали, высотой нижней и верхней границ облачности, количеством и распределением облачности по небосводу.

Наличие тонких перистых облаков приводит к незначительному уменьшению ультрафиолетовой радиации, поэтому в гелиотерапии для оценки доз ультрафиолетового облучения можно пользоваться методиками, разработанными для ясного неба.

При сплошной плотной облачности, когда диск солнца не виден, наблюдается только рассеянная ультрафиолетовая радиация. В этом случае поток ультрафиолетовой радиации значительно меньше, чем при открытом диске солнца, и время, в течение которого может быть получена эритемная доза больше, чем при ясном небе.

Для коррекции длительности солнечного облучения в зависимости от количества и форм облаков, закрывающих диск солнца, рекомендуется вводить поправочные коэффициенты [2, 4].

На рис. 1 представлен пример дневного хода интенсивности ультрафиолетовой радиации в области (A+B) за 20 июля (безоблачный день), 26 июля (наличие кучевой облачности менее 10 баллов во все сроки) и средние значения интенсивности за период исследования, рассчитанные по данным срочных наблюдений.

Информация об ультрафиолетовой радиации при безоблачном небе позволяет оценить влияние облачности на ее приход к земной поверхности.

Одним из основных факторов, определяющих приход солнечной радиации при безоблачном небе, является высота солнца. Интенсивность ультрафиолетовой радиации возрастает с увеличением высоты солнца: максимум наблюдается в полуденное время, минимум – в утренние и вечерние часы. При безоблачном небе интенсивность ультрафиолетовой радиации составляет 32 % от полуденных значений утром и 9 % вечером.

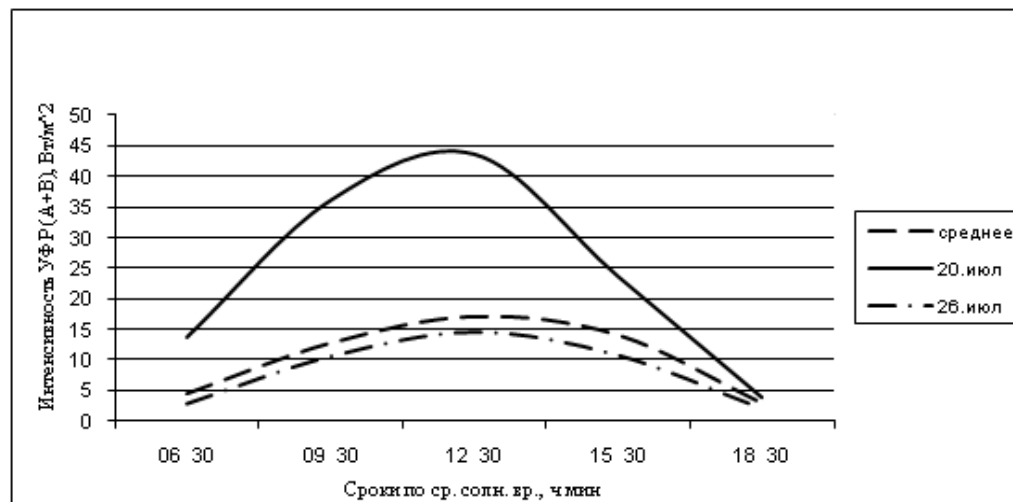


Рис. 1. Дневной ход интенсивности ультрафиолетовой радиации в области (A+B) в июле 2011 г.

Если сравнивать интенсивность ультрафиолетовой радиации в области (A+B) в разные дни, то видно, что максимальное значение в безоблачный день более чем в 2 раза превышает максимальное значение в день с кучевой облачностью. Амплитуда дневного хода ультрафиолетовой радиации в безоблачный день значительно больше, чем в облачный день.

Отчетливо видно, что дневной ход ультрафиолетовой радиации в облачный день в основном повторяет средний ход ультрафиолетовой радиации. Это можно объяснить преобладанием дней с облачностью за исследуемый период.

В заключение можно сделать вывод, что наличие облаков разных форм и их количество по-разному влияют на интенсивность ультрафиолетовой радиации в области (A+B), и для получения достаточной точности оценки доз ультрафиолетовой радиации в гелиотерапии необходимо проводить учет изменения облачности.

Литература

1. Белинский В.А. Ультрафиолетовая радиация Солнца и неба на Земном шаре: Атлас карт, номограмм и графиков / В.А. Белинский, Л.Н. Андриенко. – М.: Изд-во МГУ, 1976. – 81 с.
2. Использование климатических факторов и ЛФК в комплексном лечении кардиологических больных в здравницах Сибири и Дальнего Востока: метод. рекомендации / сост.: Э.С. Яковенко [и др.]. – Томск, 1982. – 37 с.
3. Курортные и лечебно-оздоровительные местности Сибири: справочник / под ред. Е.Ф. Левицкого. – Томск: Изд-во «Печатная мануфактура», 2009. – 370 с.
4. Методика аэрогелиотерапии в комплексном лечении больных с заболеваниями сердечно-сосудистой системы на некоторых курортах РСФСР: метод. рекомендации / сост.: Н.П. Поволоцкая [и др.]. – Пятигорск–Томск, 1984. – 25 с.
5. Справочник по климату СССР: в 34 вып., 5 ч. – Л.: Гидрометеоиздат, 1970. – Вып. 21, ч. 5: Облачность и атмосферные явления. – 355 с.

АСПЕКТЫ ХРАНЕНИЯ И ЗАХОРОНЕНИЯ ЯДЕРНЫХ МАТЕРИАЛОВ**Е. Комлева***Дортмундский технический университет, г. Дортмунд, Германия*

Аннотация: В сфере энергетики продолжено рассмотрение взаимосвязи нефтегазового бизнеса и международных проектов долговременного хранения ядерных материалов. Представлены российские варианты создания ядерных хранилищ и сопутствующих геологических оценок. В частности, для Северо-Запада России.

Международные обстоятельства и потребности

Комплексные, в сфере энергетики, интересы Германии на Севере Европы (прежде всего, - на европейском Севере России) сосредоточены, в основном, вокруг двух проблем: газ Штокмановского месторождения и долговременные хранилища ядерных материалов. В перспективе ядерное хранение имеет мотивацию трансформироваться в прямое захоронение. Эти интересы и проблемы определяют и соответствующие ракурсы, прежде всего, российско-германской интеллектуально-прагматической деятельности в регионе. Определенным благом для региона является то, что международную деятельность сейчас можно фокусировать через “оптику” важных исторических событий и тенденций.

Как уже отмечалось, попытка осмысления международными усилиями проблемы долговременного хранения ядерных материалов полезна в поле образа SAMPO [5]. В контексте нераспространения. И не только теоретически. И в том смысле, чтобы сферы влияния ядерных и нефтегазовых объектов, крупных транспортных узлов в идеале территориально не перекрывались. Сопутствующая шельфовой, например, береговая инфраструктура при разработке Штокмана запланирована от Кольского залива до Териберки.

Ситуацию “подогревает” решение Б. Обамы через 22 года с начала строительства и после затрат в 9 миллиардов долларов (десятая часть общей сметной стоимости) прекратить реализацию проекта “путеводной звезды”, прототипа многих подобного рода строек – национального хранилища высокоактивных материалов Yucca Mountain. А также – появившиеся раньше в условиях глобализации мировой экономики идея и проекты интернационализации последней стадии обращения с ядерными отходами, их надежной изоляции от биосферы. Возникают конкретные вопросы “как?” и “где?” Особенно после вступления в силу американо-российского Соглашения № 123 (2010г.), открывающего странам возможность “обмена” ядерными материалами. Директива ЕС по обращению с ядерными отходами (2011г.), которая в свете реакции на японские события обязала страны-участницы к 2015г. разработать планы захоронения, ориентирует на подземную изоляцию и благосклонна к возможности экспорта отходов. В Западной Европе идею международной кооперации применительно к подземной изоляции ядерных материалов активно развивает the Association for Regional and International Underground Storage.

Одним из авторов работ, способствовавших отмене некачественного с научной точки зрения проекта подземного ядерного хранилища Yucca Mountain, является геолог (инженерная геология и гидрогеология, низкотемпературные гидротермальные процессы, изотопные исследования, а также история и прогнозы относительно четвертичного периода) и спелеолог Ю.В. Дублянский (Juri Dublyansky, www.uibk.ac.at). Его общая эрудиция и специальные знания значимо повлияли на формирование решения ведущей страны относительно места размещения природно-техногенного, с элементами самоорганизации объекта, безопасно функционировать который по нормативам должен не менее десяти тысяч лет. А косвенно возможно ожидать отложенное влияние на общечеловеческое будущее ядерной проблематики. Он, кроме того, нелюбезно охарактеризовал стиль собственных геологических обоснований таких объектов российскими и американскими ядерными ведомствами и финансирования ими независимых оценок.

После закрытия проекта Yucca Mountain, фукусимской катастрофы и приостановки эксплуатации ряда АЭС Японии и других стран обострились споры по главному вопросу ядерных технологий – судьбе выведенных из оборота гражданских и военных ядерных материалов. В том числе, в контексте ядерного терроризма. Также возможен возврат интереса к небольшим подземным АЭС или гибридам подземной АЭС и подземного хранилища. Трагедия Фукусимы, начало которой положил геологический процесс, разом обнулила смысл разумных затрат при строительстве, которые были призваны комплексно обеспечить безопасность станции. Не пришло время объективно оценить “космические” затраты на ликвидацию последствий этой трагедии. Хотя уже показано, например, что совокупное негативное влияние японских событий на некоторые показатели мировой экономики оказалось не меньше, чем при глобальном финансовом кризисе. А ядерная составляющая этих событий, особенно в долговременном ракурсе, является едва ли не самой значимой. Напомним также, что в Японии внешних воздействий с катастрофическими последствиями не выдержали не только реакторы, но и приреакторные хранилища (бассейны выдержки) отработавшего ядерного топлива. Заслуживает внимания мнение, что вскрытая проблема серьезной уязвимости хранимого топлива – главный урок Фукусимы [15].

В Японии и странах тихоокеанского бассейна отныне заново не раз подумают о принципиальной возможности долговременного хранения и захоронения ядерных материалов в регионах субдукционного взаимодействия литосферных плит, опасаясь перспективы периодических вбросов техногенной радиоактивности в океан. Калифорнийский желоб и Йеллоустонский мегаулкан могут мотивировать интерес США и Канады к более спокойным регионам планеты (например, к Северо-Востоку России). Фукусимская катастрофа не прошла бесследно и для шведов. Известнейший проект шведского оператора по обращению с ядерными отходами SKB, предусматривающий строительство подземного национального ядерного хранилища вблизи АЭС Оскарсхамн и разрабатываемый три десятилетия, приостановлен в марте 2011г. Надзорная инстанция уже объявила о созыве международной экспертной комиссии, которая проверит, как именно будут утилизировать отходы под землей.

Видимо, строительство подземного шведского хранилища может быть отложено на неопределенный срок [16]. А проект SKB - мировой лидер в своей "нише" наряду с Yucca Mountain и финской разработкой. Причем финны, похоже, после Фукусимы не только не приостановили свой проект подземного национального ядерного хранилища Олкилуото (Онкало), но и переводят захоронение в нём в категорию международного бизнеса. Подкрепляя тем самым свое решение о строительстве новых АЭС исключительно для экспорта электроэнергии в Германию [3].

Необходимо учитывать явное стремление западных стран повысить контроль над легкодоступными углеводородами Ближнего Востока и Африки. Грядут также серьезные изменения на рынке, обусловленные сланцевым газом. Вследствие чего внимание Запада к российским нефтегазовым регионам с суровым климатом может временно уменьшиться. Как необходимо учитывать и "постфукусимское цунами" решений о закрытии европейских АЭС. Например, в Германии, где глобальной значимости решение было принято по результатам работы специально созданной после Фукусимы Комиссии по этике (!), состоящей из представителей не только инженерных и естественных наук, но и гуманитарно-духовной сферы. Логическим продолжением этих шагов следует считать меры по сверхплановому демонтажу станций с наработкой больших объемов дополнительных отходов. Кроме того, европейские ядерщики будут искать работу в Китае или России. Кстати, это соответствует общей стратегии, например, Германии в части международного разделения труда. Когда тяжелая промышленность и опасные виды производства переносятся в развивающиеся страны, а внутри Германии стимулируется современная наукоемкая промышленность, относительно малозатратная по ресурсам.

Подходы России, Украины и Казахстана

Осмысление SAMP&Co может способствовать формированию составной усиливающей части региональных и общероссийских программ создания технологической платформы "Инфраструктура Арктики". В условиях, когда независимые оценки ([8, 19]; участники телепередачи "В фокусе" на канале РБК от 9.03.11 и 23.03.11) показывают отсутствие стабильной и позитивной тенденции относительно развития нефтегазового бизнеса на шельфе Арктики. Как и реалии неудач в 2011г. попыток России завершить многолетнюю подготовку контрактов на поставку газа в Китай, Роснефти найти партнеров для работы в Арктике и Газпрома наконец-то обнародовать план инвестиций в Штокман. А также (на примере проектов "Сахалин-1,2", [20]) приводят к выводу, что надежды на привлекательность освоения шельфа и для сухопутной экономики сопряженного региона не всегда сбываются. В отчетном докладе А. Миллера за 2010г. Штокман упомянут не как объект реального развития, а лишь как козырь для спокойствия акционеров в части стратегической обеспеченности Газпрома запасами на далекое будущее. Эти оценки не противоречат показателю "от народа": жителей Мурманской области стало меньше. Весьма важно, что не могут избавиться от пессимизма в отношении Штокмана и региональные представители интеллектуальной элиты – ученые Кольского НЦ РАН и молодежное правительство Мурманской области [11].

Россия имеет национальное наземное долговременное хранилище плутония на площадке ПО «Маяк». Связанные, прежде всего, с высокой концентрацией «порождения бога царства мёртвых» на земной поверхности потенциальные опасности глобального уровня неоднократно обсуждались. В России реализована неоднозначная по результатам технология подземной изоляции жидких радиоактивных отходов в пластах-коллекторах (Северск, Железнодорожск, Димитровград).

Россия желает строить на своей территории международные ядерные хранилища подземного типа для твердых (с долгоживущими и высокоактивными изотопами) материалов. Теперь – тем более, так как после Фукусимы ожидаемая зарубежная прибыль Росатома от строительства АЭС может устремиться к нулю, а от демонтажа АЭС с наработкой отходов – возрастать. В политическом плане страна приобретет весомую роль при решении проблемы ядерного нераспространения (касательно и материалов, и технологий), а также диверсифицирует свою экспансию в сфере энергетики, дополнив имеющуюся инфраструктуру и спектр услуг углеводородной и ядерной энергетики ключевым звеном ядерного топливного цикла.

Нацеленность на международные хранилища формировалась задолго до Фукусимы. Проблему применительно к России более десяти лет совместно исследуют на уровне официальной комиссии академии наук РФ и США. Начата подготовка законодательной базы, в 2002 и 2005 годах в Москве под эгидой МАГАТЭ прошли международные конференции по этой теме. Создан системный интегратор по сервисному обслуживанию зарубежных АЭС – ЗАО «Русатом Сервис». Росатом считает, что задачу обращения с радиоактивными отходами и облученным ядерным топливом можно в ближайшее время решить в рамках международной кооперации, заявил зам. генерального директора российской атомной госкорпорации А. Локшин на пятом международном форуме "Атомэко-2011". Реальные действия российских властей противоречат озвученным неоднократно намерениям поддерживать и развивать в стране замкнутый ядерный топливный цикл [7]. При отказе от радиохимической переработки отработавшего топлива или резком сокращении объемов такой переработки главной становится задача его долговременного хранения. Россия желает иметь хранилища третьего (высшего) уровня, дополняющие систему хранилищ федеральных и региональных.

Хотя политическая воля к созданию международных ядерных хранилищ/могильников достаточно определенно проявлена многими странами, конкретные юридические, финансовые и экономические механизмы этого ещё предстоит создать. В том числе, и по части сбалансирования в России интересов общенациональных и того региона, где объект будет создаваться. Видимо, как аналог будет принята схема практической реализации соглашения между МАГАТЭ и Россией (2010г.) о создании первого в мире международного банка свежего ядерного топлива.

Вариантами площадок размещения международных хранилищ в России, наиболее официально «продвинутому», без нового комплексного анализа и дополнительных обоснований традиционно для ядерной

отрасли “состыкованными” с объектами наследия “холодной войны”, являются пока площадки вблизи Красноярска, Челябинска и границы с Китаем и Монголией (Краснокаменск). При этом преобладает выбор площадок в зонах палеовулканов (как и в случае Yucca Mountain). А применительно к Краснокаменску интерес проявлен к эксплуатирующемуся и крупнейшему в России Стрельцовскому рудному полю на уран и позитивным считают наличие инфраструктуры горных выработок. Хотя приоритетные для исследований площадки уже “назначены”, даже лояльный к ним анализ (ИГЕМ РАН [9]) геологической ситуации на базе чрезвычайно слабой разведки закончился признанием, что Россия находится на начальной стадии реализации таких программ и принимать решения о пригодности площадок преждевременно. В Казахстане и Украине планируют подобные объекты на территории, соответственно, Семипалатинского полигона (на котором задействованы охранные технические системы США) и Чернобыльской зоны.

Важно помнить, что военно-промышленные ядерные объекты СССР, к которым теперь в России и Казахстане «привязывают» международные подземные ядерные хранилища, размещались (прятались в глуши, подальше от врагов) примерно 60 лет назад в полной конфронтации с Западом далеко не по геологическим и экономическим критериям. Не считая урановые горно-обогатительные предприятия, но и в этом случае первоначальные геологические задачи коренным образом отличались от таковых при обосновании места нахождения хранилища. Безопасность же геологических (так их еще называют) хранилищ в течение тысяч лет детерминирована, прежде всего, качеством породных массивов (механическая устойчивость и способность изолировать радионуклиды, в том числе и на основе природных процессов, аналогичных гидротермальному рудообразованию), а также комплексом геологических, геофизических, гидрогеологических и геохимических условий их длительного существования. Да и социально-политическая обстановка «на дворе» совсем другая. Как и другими стали некоторые границы, дальше от которых старались разместить ядерные объекты. Теми же самыми глобально остались лишь речные системы Тобола, Иртыша, Оби и Енисея, все эти годы испытывающие радиационные нагрузки прежних обстоятельств и принудительно “сосватанные” к новым. В некоторой степени ситуация аналогична и для украинского Днепра.

Применять в новое время и для новой задачи прежний подход – ошибка. Поэтому, первые (возможно, и ключевые) аргументы при подземной изоляции ядерных материалов относительно места и технологии хранилищ, наряду с политическими и экономическими, должны быть за международной геологией, должны базироваться на результатах международных комплексных геологических проектов. Например, Е.Б. Андерсон, В.Г. Савоненков и С.И. Шабалев (Радиевый институт, [1]) как идеологический постулат отмечают прерогативу наук о Земле при обосновании безопасности удаления ядерных материалов в геологические формации. Кроме того, они, применительно к Северо-Западу России, подчеркивают важность вспомогательного использования обильных материалов предшествующего (для других целей) геологического изучения региона. Прежде всего, полученных на многолетних этапах поиска, разведки и добычи различных полезных ископаемых. Это аналог попутных массовых поисков на уран. А также и уже во вторую очередь – важность учета географических особенностей сложившейся ранее и прогнозируемой многокомпонентной ядерной и другой инфраструктуры региона. Подобные подходы не новы. Но они с трудом приживаются в реальной практике геологов российской (и не только) ядерной отрасли.

После уроков Фукусимы в стенах Национального ядерного университета МИФИ сформирован важный посыл: первоочередным считают ядерно-геологический симбиоз на международной основе. «Задача заключается в том, чтобы установить для площадки АЭС соответствие между уровнем природных рисков и объемом мер, необходимых для обеспечения должной степени безопасности. При этом такая оценка должна быть дана на основе единой общепризнанной методики (которую также еще предстоит создать) группой квалифицированных экспертов при неуклонном соблюдении принципа интернациональности ее состава. В то же время упомянутая методика должна содержать критерии безусловной непригодности какой-либо площадки (или даже региона) для сооружения и эксплуатации атомной станции» [4]. Добавлю, что позиция интернационализации еще более актуальна при выборе площадки и создании ядерного хранилища. Справедливости ради надо отметить, что тезис о важной роли геологов при обеспечении безопасности ядерных объектов не связан только с Фукусимой [12].

В последние годы российскому Сарову и американскому Лос-Аламосу неоднократно смертельно угрожали катастрофические лесные пожары. С.В. Кириенко в июне 2011г. сообщил (Госсовет по модернизации при Д.А. Медведеве), что Росатом внедряет идеологию прогноза и мониторинга условий существования АЭС по всему жизненному циклу (более ста лет), включая стадию снятия станций с эксплуатации (демонтажа) после длительной выдержки. Будет справедливо, если аналогичный подход применят к объектам хранения/захоронения ядерных материалов (тысячи лет). В таких случаях без наук и практических знаний о Земле точно не обойтись.

Потенциал российского Севера

На Северо-Западе России проектировщики Росатома (Минатома) последовательно считали в качестве изолирующей геологической среды для ядерного хранилища (пока официально лишь регионального) многолетнемерзлые известняки полигона Новой Земли и залежи солей Республики Коми [17]. Кстати, в Ухте работает известный в радиоэкологии геолог В.А. Копейкин, имеющий серьезные наработки применительно к геохимическим барьерам защиты от распространения радионуклидов, возглавлявший несколько самых тяжелых лет Рабочую группу Мингео СССР в Чернобыле. Видимо, и это обстоятельство в череде других обусловило «дрейф» интереса Росатома от Новой Земли к геологическим структурам Коми. Предложения Горного института Кольского научного центра РАН – Сайда-Губа и Дальние Зеленцы [10]. Возможно, нацеленность этих предложений на потенциальных потребителей по одному из вариантов подкажет статья В.А. Перовского с

красноречивым названием «Где взять радиоактивные отходы для Сайды?» Автор показывает многократную избыточность возводимых Германией в Сайда-Губе мощностей по переработке отходов, если ориентироваться на поставки только северных флотов [13]. Примем во внимание, что с 2011г. начато проектирование функционально-аналогичного комплекса переработки радиоактивных отходов и накопительной площадки временного хранения контейнеров в Губе Андреева (финансирование Италии). Росатом и Германия планируют кооперацию в использовании редкоземельных металлов Мурмана (российско-германский Сырьевой форум, Мурманск, октябрь 2011г.), что породит новый источник радиоактивных отходов. Существуют и другие признаки, что на Северо-Западе России дело региональным хранилищем не ограничится.

Альтернативой официальным площадкам Росатома, Дальним Зеленцам и Сайда-Губе, «спарринг-партнером» при дискуссиях, является Печенга (Печенгская геологическая структура и ее обрамление). Вулканологи обосновывают наличие в глубинах Печенги позитивных для изоляции ядерных материалов процессов современного минералообразования [2]. На «ядерный» потенциал этой структуры обращали внимание сотрудник ВНИПИЭТ В.А. Перовский [14], мурманские геологи-производственники [6], специалисты Петербургского университета А.С. Сергеев и Р.В. Богданов [18], а также руководители Геологического института Кольского НЦ РАН (Ф.П. Митрофанов), Кольской сверхглубокой скважины (Д.М. Губерман) и Ярославской экспедиции сверхглубокого бурения «Недра» (Л.А. Певзнер). Равно как и SKB, МНТЦ и The UNESCO International Geological Correlation Programme [18, 19]. Причем, пожалуй, геологические условия Печенги (как и Краснокаменска) не только альтернативны, но и, по большому счету, являются интеграционными относительно концепций хранилищ в гнейсах и гранитах (Швеция, Финляндия, Красноярский край, Сайда-Губа и Дальние Зеленцы) и вулканогенно-осадочных породах (Yucca Mountain, Челябинская область).

Вблизи Печенги сосредоточены силы и средства для профессионального выполнения геологических, горных и радиационно/ядерно-опасных работ. При геологическом, экономическом и политическом приоритетах выбора Печенга оставляет возможность не с нуля развивать ядерную компоненту объекта. Действуют аналог ядерных подземных сооружений (рудник «Северный-Глубокий»), предтеча Фукусимы относительно аварийных хранилищ отработавшего ядерного топлива (инфраструктура Губы Андреева). Уже существующий геоядерный кластер упростит и удешевит как реализацию опережающих исследований (подземная лаборатория), так и создание производственного комплекса хранилища, серьезно поспособствует на базе международной и общедолевой выгоды экономической и технологической переориентации Мурманской области. Он также в полной мере соответствует междисциплинарному и межотраслевому духу, некоторым конкретным позициям указа президента РФ (2011г.) о приоритетных направлениях развития науки, технологий и техники. Кроме того, Печенга не принадлежит территории формирования великих речных систем Евразии.

Здесь имеются примеры плодотворного международного сотрудничества в сферах геологии (Кольская сверхглубокая скважина), экологии (заповедник «Пасвик»), хозяйственной деятельности (гидроэлектростанция на реке Паз), технологии (реконструкция плавильного цеха комбината «Печенганикель»), культуры (энциклопедия «Печенга»), спорта (массовый лыжный марафон по приграничной территории России, Финляндии и Норвегии) и других. Наличие в приграничных окрестностях Трифонов Печенгского монастыря потенциально благотворно. Необходимое дополнительное геологическое осмысление феномена ядерной энергии в его гражданском и военном проявлениях с позиций православия и других религиозных конфессий, плодотворное сочетание физики и метафизики получит еще одну мотивацию и новую возможность. По примеру мнения основных мировых религий по поводу ядерного оружия в книге «Ethics and weapons of mass destruction: religious and secular perspectives». Специалисты КНЦ РАН занимаются не только геологией Печенги, но и разработкой экологических барьеров на основе местного техногенного сырья.

Следует сказать, что в породах Печенги, где возможна материализация одного из вариантов SAMPO (в виде подземной АЭС или хранилища), российскими и норвежскими геологами найдены окаменелые образцы древнейших, возрастом более 2 миллиардов лет, микроорганизмов (Pechengia melezhiki). Микроорганизмов, сформировавшихся на Земле важнейшие условия для будущей биологической эволюции (развития на кислородной основе) вплоть до высших форм. Эти сохранившиеся до нас окаменелости возможно, видимо, считать признаком региональной геологической долговременной стабильности, столь необходимой ядерным объектам. Свообразным талисманом-оберегом. А сочетание открытия Pechengia melezhiki с SAMPO – символом трансформации и преемственности энергетики жизни.

Не добрые ли это знаки, учитывая, что по преданиям в свое время в «пещерах» «утеса из меди» Печенги было создано Сампо «Калевалы»? И не подсказка ли это к объединению на этой площадке усилий, и не только геологов? К объединению усилий, для начала, хотя бы упомянутых специалистов и организаций. При «перезагрузке» на Печенгу финансирования от Yucca Mountain, Новой Земли и других подобных проектов, не имеющих научных и социокультурных оснований, не выдерживающих испытания временем. Чтобы надежно под землей экранировать источник электроэнергии (в случае АЭС) или (в случае хранилища) искусственные, комплексно насыщенные газами гидротермы, неизбежно возникающие в породах, в которых надолго размещены высокоэнергетичные радиоактивные материалы (или радионуклиды гидротерм).

Одним из важных аргументов против Печенгской геологической структуры и ее обрамления формально может быть то обстоятельство, что здесь в настоящее время ведется добыча медно-никелевых руд. Этот аргумент (как и против Стрельцовского рудного поля, Краснокаменск) есть производное от рекомендации (не более того) МАГАТЭ избежать изоляции ядерных материалов в зоне месторождений полезных ископаемых. Однако в случае Печенги совместный, внимательный и объективный анализ текста этой рекомендации и конкретных горно-геологических и экономических условий работы хозяйствующего субъекта (компания «Норильский никель») приводит к выводу, что факт более чем семидесятилетней истории изучения и освоения медно-никелевых

месторождений Печенги является не осложняющим, а благоприятствующим фактором. Учитывая, кроме всего прочего, и перспективу на 50–100 лет. Это время принятой в мире стратегии временного/отложенного хранения ядерных материалов в наземных хранилищах.

Опыт США, Канады, Швеции, Финляндии и других стран (более продвинутых в программах создания подземных ядерных хранилищ, чем Россия) показывает, что и за 30–40 лет необходимых научно-технических и производственных работ ни одно подземное хранилище еще не создано. В перспективе таких интервалов запаса времени до загроузки хранилища ядерным содержимым рассматриваемые месторождения будут гарантированно полностью отработаны. Как отработана никелевая руда Мончегорска. Хотя и сейчас возможно выбрать перспективные участки требуемых размеров заведомо вне проявлений никеля (или, как расплывчато сказано в упомянутой рекомендации МАГАТЭ, «не вблизи месторождений»).

Именно Печенга максимально обеспечит выполнение этой рекомендации: известные месторождения исчезнут, а новые практически невероятны при высочайшей геологической изученности территории.

Вполне реальна перспектива международного геоядерного альянса на базе Росатома и «Норильского никеля». Корпорации уже «породнились семьями»: с 2011 г. значительной частью атомных дела руководит бывший глава Кольской ГМК Е.В. Романов. Их кооперация компенсирует арктические углеводородные и другие затруднения, а также способствует формированию самостоятельной высокотехнологичной отрасли и международного технопарка, составной части базового пакета технологий для формирования национального (или международного, по примеру подземного хранилища семенного фонда Земли в Норвегии) резерва стратегических материалов на Севере России. «Норильский никель», не осложняя свою деятельность, может рационально, заранее и с пользой продать горно-геологическую документацию и реальную инфраструктуру (в противовес бездарной потере Кольской сверхглубокой скважины), постепенно и вынужденно сводя к нулю добычу руды в окрестностях Приречного, Никеля и Заполярного. Или иначе участвовать совместно с Rosatom&Co в новом освоении подземного пространства Печенгской/Стрельцовой структуры. Одновременно внося весомый многогранный вклад (как некую компенсацию за свои экологические прегрешения) в реализацию идеи «зеленых технологий». При необходимости «Норильский никель» и на равноудаленном от западных и восточных поставщиков Таймыре найдет пригодные массив и/или готовые выработки для хранилища, дополнительно изолированные покровом многолетнемерзлых пород. Или на Северо-Востоке России. В свою очередь, атомный ледокол «Ямал», демонстрируя в июле 2011 г. стремление Росатома закрепиться в высоких широтах, катал по легендарной трассе – приобщал к реальности участников международной конференции «Северным морским путем к стратегической стабильности и равноправному партнерству в Арктике».

Вместо заключения

Любопытно одно «родство» – геополитическая симметричность по контуру размежевания России с соседями. Площадка «Печенга» расположена у северо-западной, площадка «Краснокаменск» – у юго-восточной границ РФ. С одной стороны, соответственно, потребности, как минимум, Европы, а с другой – Японии, Южной Кореи и Китая. Правда, инициативу по размещению отработавшего топлива и высокоактивных отходов у Краснокаменска может перехватить Монголия. А у Печенги – Финляндия.

Не получилось порознь у СССР и Японии (отчасти, и у США) обойтись без национальных ядерных катастроф. Велик риск террористического инициирования (средиземноморское «цунами») таких катастроф для ряда стран Западной Европы, учитывая их воинственную политику в южных, богатых углеводородами регионах. Подтверждение реальности этого и новых, изнутри, вызовов Европе – террористические акты 2011 г. в Норвегии и менталитет норвежского террориста, вовсе не исключающего ядерные объекты из числа потенциальных целей для подобных ему идейных борцов. При ликвидации последствий чернобыльской и фукусимской катастроф более эффективными оказались действия на основе государственной собственности и государственного управления, чем частных. Следует ожидать, что межгосударственный уровень для таких ситуаций еще более надежен. Видимо, свершившиеся и потенциальные «неприятности» – еще один довод для объединения усилий и повышения эффективности надзора, что, например, имеет наибольшие предпосылки реализации при создании международных подземных ядерных хранилищ на стыке стран или в иначе труднодоступной для несанкционированных посещений местности (Печенга, Норильск/Билибино, Краснокаменск). Кстати, градообразующее предприятие – АЭС готовят в Билибино к закрытию в ближайшие десять лет. Присоединиться к идее создания таких хранилищ было бы полезно, например, США, Канаде, Германии, Финляндии, Швеции (в том числе и как владельцам-носителям технологий подземной изоляции). А также Японии, Беларуси, Литве, Украине, другим странам Восточной Европы, Армении и Казахстану. Как и участникам программы «Сотрудничество АТОМ-СНГ».

И еще. Сейчас на Западе принято выдвигать современные военные системы к границам России. Пример – ПРО в Европе. Контактное расположение ядерных хранилищ у границ с российской стороны будет некоторым фактором доверительного ядерного сдерживания – материальной гарантией неприменения этих систем против России. Гарантией, которую хотя бы на уровне политических заявлений долго и безуспешно пытается получить руководство РФ от иностранных партнеров.

На Мурмане нет месторождений урана. Молодой геолог Н.П. Лаверов их здесь не нашел. Академик Н.П. Лаверов и представители его научно-практической (ИГЕМ, МГИМО) школы могли бы исправить кольское природно-политическое недоразумение, поспособствовав созданию печенгской техногенной залежи ядерных материалов и системы методов контроля условий ее функционирования, в том числе дистанционных геофизических. А также – вмонтировав Краснокаменск и Печенгу в единую систему. С другой стороны, «ружье на стене» – хранилище вблизи Красноярска или Челябинска – при его долгой жизни обязательно «выстрелит» как повод для внешнего «принуждения к миру» в центре России. Кроме того, в России и Германии понимают,

что при нынешних тенденциях через 50 лет почти не останется государств, заинтересованных в российском природном газе [21].

Многое надо учитывать, решая вопрос о месте размещения объекта.

Автор благодарит за поддержку исследований профессоров В. Falkenburg, N. Witoszek, D. Macer, V. Masloboev, O. Ivanov. А также – научных сотрудников Института философии и политологии Дортмундского технического университета.

Литература

1. Андерсон Е.Б., Савоненков В.Г., Шабалев С.И. Геологические формации, перспективные для изоляции РАО // Безопасность ядерных технологий и окружающей среды, 2011, № 1. – С. 54-58.
2. Белоусов В.И., Рычагов С.Н., Комлев В.Н. и др. Печенгская глубинная и другие гидротермальные системы: новый взгляд на изоляцию ядерных материалов от биосферы // Уральский геологический журнал. – Екатеринбург, 2001, № 3. – С. 131-153.
3. Канн А. "В вечность": фильм о ядерном послании потомкам // BBC: Русская служба. URL: http://www.bbc.co.uk/russian/international/2011/07/110701_5thfloor_nuclear_waste_docu.shtml
4. Колдобский А.Б. Мирный атом после цунами [Электронный ресурс]: <http://www.globalaffairs.ru/number/Mirnyi-atom-posle-tsunami-15187> (дата обращения 23.05.11).
5. Комлева Е.В. Ядерные отходы, газовые месторождения и безопасность Севера Европы // ЭКО: Всероссийский экономический журнал, 2007, №3.- С. 104-111.
6. Комлев В.Н., Бичук Н.И., Зайцев В.Г., Мелихова Г.С. О перспективности площадок северо-западной части Мурманской области для размещения радиоактивных отходов и отработавшего ядерного топлива / Радиационная безопасность: радиоактивные отходы и экология: Тез. докладов конференции. – Санкт-Петербург, 1999. – С. 24–25.
7. Кому нужен сибирский атом? [Электронный ресурс]: <http://www.proatom.ru/modules.php?name=News&file=article&sid=3013> (дата обращения 23.05.11).
8. Криворотов А.К. Северный шельф перед лицом глобальной нестабильности // Север и Арктика в новой парадигме мирового развития, Лузинские чтения. – Апатиты, 2010. – С. 40–45.
9. Лаверов Н.П., Величкин В.И., Пэк А.А. Радиогеоэкологические проблемы начального и завершающего этапов ядерного топливного цикла // Безопасность ядерных технологий и окружающей среды. , - М., 2010, № 4. – С. 26–33.
10. Мельников Н.Н., Конухин В.П., Наумов В.А. и др. Научные и инженерные аспекты безопасного хранения и захоронения радиационно опасных материалов на Европейском Севере России. - Апатиты, 2010. – 305 с.
11. Михайлов А. Эксперт: Молодежь Заполярья не верит в экономические перспективы региона // Российская газета: Электронный ресурс. Режим доступа: <http://www.rg.ru/2011/11/18/reg-szfo/young-anons.html>; %20http://blogger51.livejournal.com/768941.html
12. Новости. Онлайн-журнал: Рациональное освоение недр. [Электронный ресурс] – Режим доступа: URL: http://www.roninfo.ru/publ/intervju/ehkologicheskaja_bezopasnost_obektov_rosatoma_v_rukakh_geologov/3-1-0-5
13. Перовский В.А. Где взять радиоактивные отходы для Сайды? [элнктронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.proatom.ru/modules.php?name=News&file=article&sid=2838> (дата обращения 23.05.11).
14. Перовский В.А. О возможности приповерхностного хранения реакторных отсеков АПЛ, ВНИПИЭТ, 1995 / Нилсен Т., Кудрик И., Никитин А. Доклад объединения "Беллуна" "Северный флот. Потенциальный риск радиоактивного загрязнения региона", 1996. – С. 138.
15. Просвирнов А. Джинн снова вышел из лампы – первые уроки Фукусима-1. [Электронный ресурс]: <http://www.proatom.ru/modules.php?name=News&file=article&sid=2934> (дата обращения 23.05.11).
16. Рядом со "шведской Фукусимой" планируют строить "вечное" хранилище ядерных отходов. [Электронный ресурс]: <http://www.dw-world.de/dw/article/0,,14939212,00.html> (дата обращения 23.05.11).
17. Саркисов А.А. Проблемы реализации интеграционного подхода к обращению с радиоактивными отходами в северо-западном регионе России и окончательной их изоляции. [Электронный ресурс]: http://www.fcr-radbez.ru/index.php?option=com_content&task=view&id=355&Itemid=386 (дата обращения 23.05.11).
18. Сергеев А.С., Богданов Р.В., Комлев В.Н. Оценка геологических формаций северо-западного региона России как среды размещения подземного хранилища радиоактивных отходов / Тез. докладов конференции "Радиационная безопасность: радиоактивные отходы и экология". – Санкт-Петербург, 1999. - С. 88-89.
19. Череповицын А.Е., Жуков А.М. Стратегический анализ возможностей и угроз освоения углеводородных ресурсов Западной Арктики // Север и Арктика в новой парадигме мирового развития. Лузинские чтения-2010. – Апатиты, 2010. – С. 61-69.
20. Штокман // Север промышленный, 2011, №1. – С. 4–5.
21. "Я рассматриваю Балтийский газопровод в качестве стабилизирующего фактора". Интервью Александра Пара // В мире науки, 2011 – №11. – С. 92-93.
22. Project-408 in the framework of the UNESCO International Geological Correlation Programme "Comparison of composition, structure and physical properties of rocks and minerals in the Kola Superdeep Borehole (SG-3) and their homologues on the surface" (edited by F.P. Mitrofanov and F.F. Gorbatshevich). Apatity: Geological Institute of Kola Science Centre RAS, 2000. 153 p.
23. SKB&NEDRA Technical Report 92–39. 1992 // Swedish Nuclear Fuel and Waste Management Co. SM Gruppen Bromma, 1993. 116 p.

РАДИОАКТИВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ И РТУТЬ В УГЛЯХ ХАРАНОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ Е.А. Крещик

Научные руководители профессор С.И. Арбузов, доцент А.В. Волостнов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Известно, что угли нередко отличаются повышенными содержаниями естественных радиоактивных элементов (U, Th, Ra) и концентрируют в себе значительные ресурсы урана. Для прогнозирования загрязнения окружающей среды радионуклидами необходимо знать их концентрации, закономерности распределения и условия накопления в исходном топливе (угольных пластах) [1, 2]. Несмотря на очевидность проблемы, радиогеохимические и радиэкологические исследования к настоящему времени выполнены лишь на весьма ограниченном числе разрабатываемых угольных месторождений.

Среди вредных химических веществ, загрязняющих окружающую среду, особое место принадлежит ртути. Это токсичное вещество, относящееся к первому классу опасности. Одним из главных источников поступления ртути в окружающую среду является сжигание органического топлива [5].

В настоящей работе представлены новые данные по геохимии ртути и урана в углях Харанорского месторождения, выполнен анализ закономерностей их распределения в разрезе угольных пластов.

Содержание ртути в углях определено атомно-абсорбционным методом «холодного пара» на анализаторе ртути РА 915+ с приставкой ПИРО – 915+. Всего изучено 48 проб углей Харанорского месторождения.

Содержание урана исследовано методом инструментального нейтронно-активационного анализа в ядерно-геохимической лаборатории кафедры геоэкологии и геохимии Томского политехнического университета (аналитик А.Ф. Судыко).

Данные о среднем содержании Hg и U в угольных пластах и среднее содержание U в золе угля Харанорского месторождения приведены в таблице. Установлены существенные различия в уровнях накопления этих элементов в разных пластах угля.

Таблица

Содержание ртути и урана в углях Харанорского месторождения

Химический элемент	Параметры	Название пласта		
		Линза	Новый-2	Новый-1а
Hg (уголь)	Среднее содержание	0,94	0,42	0,46
	min- max	0,16-2,64	0,25-0,56	0,14-5,27
U (уголь)	Среднее содержание	4,4	14,0	0,43
	min- max	0,95-16,5	0,49-23,0	0,07-9,4
U (зола угля)	Среднее содержание	27,3	231	4,8
	min- max	8,6-210	9,8-321	2,6-68,7

Содержание ртути в пласте Линза изменяется от 0,16 до 2,64 г/т. Единичные значения превышают ПДК. Установлено, что такие наиболее высокие содержания связаны с глинистыми горизонтами, возможно имеющими вулканогенную природу.

В пласте Новый-2 превышений ПДК не установлено. Уголь здесь в основном листоватый. Минимальное содержание ртути – 0,25 г/т, максимальное – 0,56 г/т. В пласте Новый-1а концентрация ртути изменяется от 0,14 до 5,27 г/т. Имеются содержания, существенно превышающие ПДК [3]. Эти превышения связаны с маломощными неугольными прослоями, также имеющими вулканическую природу. Эти прослои при разработке месторождения извлекаются вместе с угольной массой, повышая содержания ртути в рядовом топливе. Для безопасности использования угля следует проводить обогащение, чтобы избавиться от обогащенных Hg неугольных прослоев.

К содержанию урана в углях установленных требований нет. Из трёх пластов, наибольшее содержание урана в золе угля приходится на пласт Новый-2 (23,0 г/т и 321 г/т соответственно). Концентрация урана в пласте Новый-2 (в золе угля) соответствует его содержанию в бедных урановых рудах, что представляет определённую опасность для потребителей этого угля. Известно, что помимо радиоактивных свойств, уран обладает свойствами токсичного элемента, являясь почечным ядом [4].

Повышенное содержание урана установлено также в отдельных пробах пласта Линза. Максимальная концентрация U в угле здесь составляет 16,5 г/т. В пласте Новый-1а наибольшее содержание U равно 9,4 г/т. Обе эти аномалии связаны с зоной окисления в прикровельной части угольного пласта.

Исследование содержания ртути и урана в углях разреза Харанорский показало, наиболее благоприятным для отработки с точки зрения экологической безопасности является пласт Новый-2, поскольку в составе угля не наблюдается аномальных концентраций Hg и U. Уголь пластов Линза и Новый-1 является опасным для использования в качестве бытового топлива, так как в нем установлены повышенные содержания Hg и U. Угли пластов Линза и Новый-1 могут использоваться для сжигания на промышленных котельных и ТЭС после предварительного обогащения с целью удаления содержащих повышенные концентрации ртути породных прослоев. Получаемые в процессе сжигания этих углей зола требуют специальной утилизации в связи с высокими концентрациями в них урана.

Литература

1. Арбузов С. И., Ершов В. В., Рихванов Л. П., Кяргин В. В., Булатов А.А., Дубовик П.Е. Редкометалльный потенциал углей Минусинского бассейна. – Новосибирск, Изд-во СО РАН Филиал «ГЕО», 2003. – 347 с.
2. Арбузов С.И., Волостнов А.В., Ершов В.В., Рихванов Л.П., Миронов В.С., Машенькин В.С. Геохимия и металлоносность углей Красноярского края. – Томск: СТТ, 2008. – 300 с.
3. Инструкция по изучению и оценке попутных твёрдых полезных ископаемых и компонентов при разведке месторождений угля и горючих сланцев. – М.: Наука, 1987. – 136 с.
4. Рихванов Л.П. Общие и региональные проблемы радиоэкологии. – Томск: Изд. ТПУ, 1997. – 384 с.
5. Юдович Я. Э., Кетрис М. П. Ртуть в углях – серьезная экологическая проблема // Биосфера, 2009. – С. 237–247.

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОЧВ УРБАНИЗИРОВАННЫХ ТЕРРИТОРИЙ Г. ПАРИЖА И Г. ТОМСКА

Е.Д. Ксенофонтова

Научный руководитель доцент Н.А. Осипова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время большая часть многочисленных обобщений по проблеме загрязнения окружающей среды химическими элементами носит теоретический характер. В то же время важнейшей задачей изучения загрязнения природной среды токсичными элементами является выявление пространственной структуры распределения очагов загрязнения, установление источников вредных воздействий, размеров зон их влияния на население и оценка этого влияния. Целью работы является сравнительная характеристика почв г. Томска и г. Париж.

Для анализа и сопоставления результатов наших исследований сравниваются полученные значения содержания элементов в почвах в данной работе по содержанию макро- и микроэлементов с усредненными данными по почвам мира, с кларковыми содержаниями и с имеющимися ПДК для почв.

Исходя из данных сравнительной характеристики содержания элементов (мг/кг) в почвах, среднего содержания элементов в почвах, мг/кг (данные ИНАА) и карт пространственного распределения содержания элементов в почвах определено, что наиболее экологически неблагоприятным является 6, 14, 16 и бокруг, в его почве содержание практически всех изученных элементов находится на более высоком уровне, тогда как 4 и 12 округ является относительно экологически комфортной селитебной зоной.

В данной работе были рассчитаны коэффициенты концентрации элементов в почве. Значение суммарного показателя загрязнения почв редкими, редкоземельными, радиоактивными и другими элементами с коэффициентами концентраций (КК). Основной вклад в значение показателя вносят элементы: Са (КК=7,1), Au (КК=7,0), Sr (КК=4,5) и Hg (КК=3,2). Наибольшие значения КК имеют такие элементы как Са, Au, Sr, Hg, Zn.

Согласно ориентировочной шкале оценки аэрогенных очагов загрязнения, разработанной Ю.Е. Саеом [1] и методическим указаниям по оценке степени опасности загрязнения почвы химическими веществами (утвержденными Минздравом СССР, № 4266–87) выделяется четыре интервала значений СПЗ, который обычно рассчитывается для токсичных элементов, указанных в ГОСТ 17.4.1.02–83 [2], но помимо прямого токсического действия для многих элементов характерны отдаленные эффекты, которые затрагивают основополагающие функции живых организмов, степень их вредности в конечном итоге может быть значительно больше. Поэтому, сделана попытка, оценить СПЗ не только по токсичным элементам, но и по тем, для которых класс опасности не определен (редкие, редкоземельные и радиоактивные элементы). В среднем для почв территории города, по результатам данных настоящей работы (СПЗ=14), характерна средняя степень загрязнения. Обработка геохимических данных позволила выделить четыре зоны на территории г. Париж, которые характеризуются различными уровнями накопления ряда элементов в почвах.

По результатам исследований наиболее загрязненные почвы находятся на территории 6 округа города, что соответствует третьему интервалу градации СПЗ, характеризующими высокую степень загрязнения.

В результате проведенных в данной работе исследований по значению суммарного показателя загрязнения почв установлены следующие особенности: практически на всей территории города уровень загрязнения низкий (значения СПЗ от 1 до 15) и средний (значения СПЗ от 16 до 32). Высокий (значения СПЗ от 32 до 128), наблюдается в 6 округе, в районе расположения предприятия «TIRU».

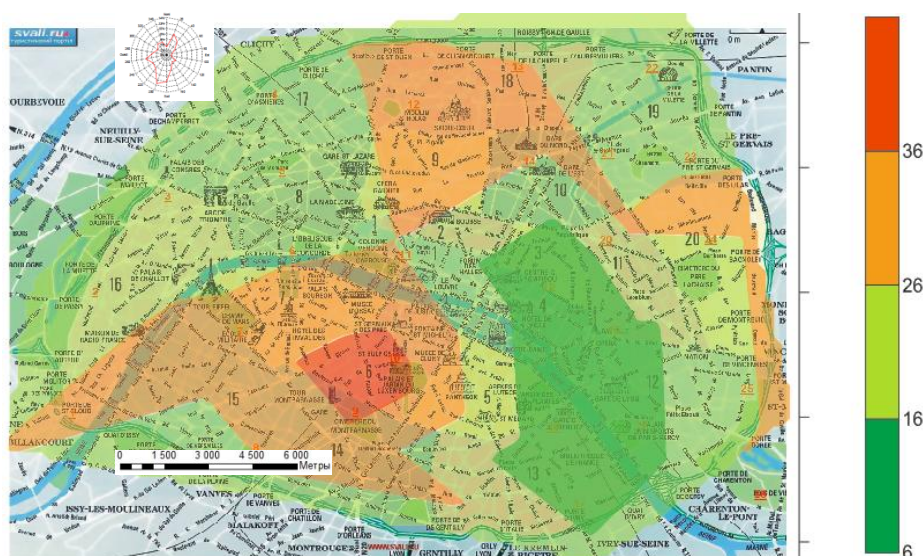


Рис. 1. Карта пространственного распределения значений суммарного показателя загрязнения почв г. Парижа: степени загрязнения [3]: менее 16 - низкая; 16–32 – средняя; 32–128 – высокая; более 128 – очень высокая

По имеющимся данным о концентрациях различных химических элементов в почвах города Томска, была построена диаграмма сравнения средних значений концентраций элементов в почвах г. Парижа и г. Томска.

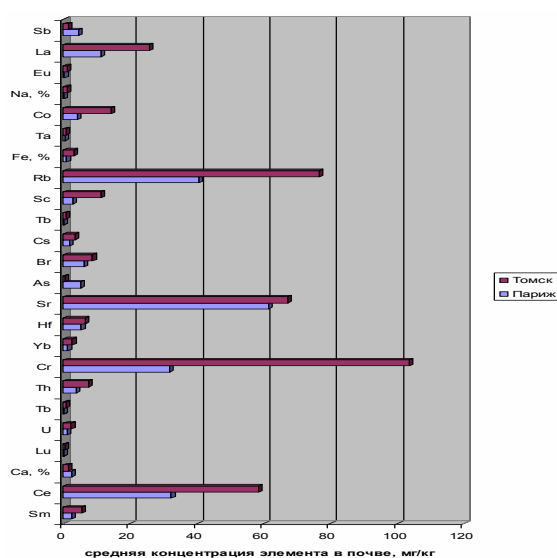


Рис. 2. Сравнение средних концентраций элементов в почвах г. Париж и г. Томска.

Представляется возможным проследить различие в уровнях накопления элементов в почвах для этих двух городов. В почвах Томска уровень накопления элементов выше, чем в почвах Парижа. Это объясняется тем, что на территории города Томска располагаются около 30 различных предприятий.

Но средние концентрации Ca, As и Sb выше в почвах Парижа, чем Томска. Это объясняется спецификой предприятий расположенных на территории Парижа («TIRU» и «TSI» главная область деятельности которого: отходы и переработка не опасных отходов, «SMURFIT Карра», главная область деятельности: изготовление бумаги и картона и вторичная переработка бумаги, «Chaufferie ENERTHERM», главная область деятельности: энергетика) и типом почв.

В результате проведенных в данной работе исследований по значению суммарного показателя загрязнения почв редкими, редкоземельными и радиоактивными элементами установлены следующие особенности: практически на всей территории города уровень загрязнения низкий (значения СПЗ от 1 до 15) и средний (значения СПЗ от 16 до 32), высокий (значения СПЗ от 32 до 128) наблюдается в 6 округе, район расположения предприятий «TIRU» и «TSI» главная область деятельности которого: отходы и переработка не опасных отходов

Специфика почвенного покрова районов города заключается в повышении относительно кларка ноосферы концентраций в почвах происходит накопление большинства изученных элементов, кроме Na, Ba, Sr, Rb, Cs, Sr, Sc, La и Ce. Максимальное превышение над кларковыми составляет 1,75 раза для Ca, минимальное – 1, 17 раз для Zn.

По комплексу эколого-геохимических показателей наиболее неблагоприятными для проживания населения являются территории 6, 14 и 16 округа г. Парижа, где расположены различные по специфике производства промышленные предприятия.

Специфика почв г. Парижа определяется равными относительно фона концентрациями естественных радиоактивных элементов, что объясняется, в основном, спецификой строения г. Парижа (почти все заводы вынесены за пределы города), а превышения объясняются наличием следующих предприятий: («TIRU» и «TSI» главная область деятельности: отходы и переработка не опасных отходов, «SMURFIT Карра», главная область деятельности: изготовление бумаги и картона и вторичная переработка бумаги, «Chaufferie ENERTHERM», главная область деятельности: энергетика.

В почвах г. Парижа разброс содержаний как урана (от 1,1 мг/кг до 1,9 мг/кг), так и тория (от 3,7 мг/кг до 7,6 мг/кг) незначителен, что свидетельствует об однородном характере распределения радиоактивных элементов в почвенном покрове.

Литература

1. Геохимия окружающей среды/Ю. Е. Саэт, Б. А. Ревич, Е. П. Янин и др. – М.: Недра, 1990. – 335 с.
2. ГОСТ 17.4.2.01-81. Охрана природы. Почвы. Номенклатура показателей санитарного состояния.
3. Оценка эколого_геохимического состояния территории г. Томска по данным изучения пылеаэрозолей и почв: монография / Е.Г. Языков, А.В. Таловская, Л.В. Жорняк; Томский политехнический университет. – Томск: Изд_во Томского политехнического университета, 2010. – 264 с.

ОЦЕНКА РАДИОАКТИВНОЙ СИТУАЦИИ НА ТЕРРИТОРИЯХ ПЯВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СОВРЕМЕННЫХ ЯДЕРНО-ФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ АНАЛИЗА

А.А. Кудагелдинов

Научный руководитель профессор Л.П.Рихванов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Запрещение испытаний ядерного оружия в трех средах (1963 г.) стимулировало развитие программы подземных «мирных» ядерных взрывов (МЯВ). Применение МЯВ базировалось на представлениях об их высокой экономической эффективности и безопасности. По мере рассекречивания информации и изучения обстановки в местах взрывов, оказывается, что МЯВ – источник постоянного радиационного загрязнения среды и фактор дестабилизации недр. МЯВ не принесли заметной пользы для промышленности, но превратили многие десятки мест по всей России в неконтролируемые захоронения высокорadioактивных отходов. Основной их целью было глубинное сейсмическое зондирование (ГСЗ) земной коры, с целью изучения глубинного строения и, в частности, для поисков месторождений нефти и газа. Хотя известны еще не все последствия МЯВ, ясно, что атомная эйфория 60-70-х гг. оборачивается серьезной угрозой экологической безопасности России [1, 2].

Широкое распространение радионуклидов в газообразной, аэрозольной и диспергированной (в том числе – растворенной) формах в литосфере, атмосфере и гидросфере один из важнейших эффектов, сопровождающих любой из подземных ядерных взрывов (ПЯВ). Так в ходе проведения МЯВ образуется несколько сот искусственных радионуклидов, по происхождению относящихся к трем основным группам:

- «осколочным» и их производным от деления ядер урана или плутония: лантан-140, бром-90, криптон-90, рубидий-90, иттрий-90. Летучие (сурьма-125, рутений-103, рутений-106, йод-131) и подвижные газообразные (ксенон-135, криптон-90, криптон-85). Некоторые газообразные радионуклиды по цепочкам физических трансформаций образуют радионуклиды менее подвижные, но более опасные для живых существ, такие как стронций-90, цезий-137, барий-140.

- возникшим в результате «наведенной» радиоактивности, в результате захвата ядрами нерадиоактивных элементов нейтронов: тритий, натрий-24, фосфор-32, кальций-45, марганец-54, марганец-56, железо-59, кобальт-60, иттрий-88, европий-152, тербий-160, тантал-182, вольфрам-181, вольфрам-185, ванадий-187, свинец-209, нептуний-239 и много других, в зависимости от химического состава окружающих горных пород. Так образуются различные по подвижности в среде, группы радионуклидов: летучие (криптон, ксенон, бром, йод, теллур, селен), тугоплавкие (барий, стронций и др.), промежуточные (цезий, рубидий, молибден и др.).

- непрореагировавшим частям ЯВУ; доля материала ЯВУ (уран-235, плутоний-239, тритий, уран-238), рассеивается при взрыве.

В продуктах деления через 10 лет после взрыва основными радионуклидами оказываются цезий-137, барий-137m, прометий-147, самарий-151, стронций-90, иттрий-90. Среди наведенной радиоактивности через 10 лет основными являются тритий, европий-152, европий-154, кобальт-60. Только через 500 лет общая радиоактивность продуктов ядерного взрыва должна сократиться до безопасных величин [1].

В первые 100–200 лет после ядерного взрыва, за счет распада средне живущих радионуклидов (таких, как цезий-137 (период полураспада 30 лет), стронций-90 (29,1 год), плутоний-241 (14 лет), водород-3 (тритий, 12,3 лет), криптон-85 (10,6 лет), кобальт-60 (5,26 лет)) радиационное загрязнение резко сократится. Однако,

поскольку для полного исчезновения радионуклида надо, чтобы прошло 10 периодов полураспада, радиационное загрязнение, определяемое йодом-129 (период полураспада 16 млн лет), плутонием-239 (24 тыс. лет), углеродом-14 (5730 лет) сохранится навечно.

В первые моменты взрыва и в начале пост взрывного процесса распространение радионуклидов от полости взрыва происходит с газами и аэрозолями. На следующих этапах развития МЯВ все большую роль играет распространение радионуклидов с подземными водами. Время выхода радионуклидов на дневную поверхность определяется глубиной взрыва, проницаемостью массива горных пород и физическими свойствами самого радионуклида (периодом полураспада и цепочками его превращений). Образовавшиеся радиоактивные газы и аэрозоли распространяются во все стороны от котловой полости через разрушенный горный массив, а также через каналы фильтрации (тектонические разломы, зоны дробления и трещины) [1, 4].

Целью работы является оценить возможность использования комплекса ядерно-физических методов анализа для оценки радиоэкологической ситуации на 7 площадках ПЯВ, расположенных в Сибири.

Всего на территории Красноярского края было исследовано 7 из 9 площадок ПЯВ, комплексное исследование, которых включают в себя полевой и лабораторный методы.

В полевом методе спомощью радиометра РКП-305 и GPS- навигатора в полевых условиях проведена радиометрическая съемка по профилям, дозиметрических и полевых гамма-спектрометрических измерений (мощность дозы гамма-излучения, калий, уран (по радио), торий) с документированием ландшафтно-геологических условий объектов ПЯВ с учетом рекомендуемого паспортами на объекты радиуса зоны отчуждения (от 350 до 500 м); измерений плотности потока бета-излучения на поверхности ПЯВ; проведение эманационной съемки изучение быстроменяющихся и индикаторных гидрогеохимических показателей; обследование технического состояния устья скважин 5 ПЯВ; (измерение $T_{\text{воды}}$, $T_{\text{атм}}$, pH, окислительно-восстановительный потенциал, Cl^- , общая минерализация или электропроводность) непосредственно на водных объектах в с отбором проб. Отобрать пробы почв, растительности поверхностных и подземных вод.

К лабораторным методам относятся: общий химический анализ воды и специальные виды (третий, цезий, стронций, плутоний и другие) анализа воды; спектрометрический анализ гамма-излучающих компонентов (уран, торий, калий, цезий, европий, кобальт, цинк и другие радионуклиды) в почв и пробах растительности; нейтронно-активационный анализ на радиоактивные и редкоземельные элементы (не менее 23 элементов) в почвы (донных отложений) и растительности; альфа-спектрометрический анализ изотопов плутония и урана в почвах и растительности.

В ходе обследования участков ПЯВ наряду с документированием ландшафтных, геоморфологических, геологических, гидрологических и гидрогеологических условий непосредственно на водопунках полевыми инструментальными методами изучаются следующие быстроменяющиеся и индикаторные показатели: T воды, T атм., pH, Eh, Cl^- и общая минерализация (M) или электропроводность (ЭП) воды.

На основании результатов натуральных наблюдений и экспресс-анализов выбираются объекты для детального гидрогеохимического опробования с отбором проб воды на общий химический и специальные виды анализа.

Пробы воды на общий химический анализ предусматривают лабораторное определение следующих показателей: pH, Eh, HCO_3^- , CO_3^{2-} , SO_4^{2-} , Cl^- , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^+ , K^+ , NH_4^+ , Fe, Mn, Si, Al, I, Br, F, Li, Sr, As, Se, Be, Zr, Pb, Cu, Zn, Cd, Hg, Ni, Co.

Пробы воды на специальные виды анализа предусматривают лабораторное определение следующих радиоактивных и редкоземельных элементов: H-3, Cs-137, Sr-90, I-129, (Kr-85, Cl-36, Na-22, K-40, Ru-106, Ce-144), U, Th, Ra, суммарную α -активность, суммарную β -активность, Y, La, Ce, Nd, Sm, Eu, Cd, Dy, Ho, Yb.

Результаты полевых гамма-спектрометрических измерений (мощность дозы гамма-излучения, калий, уран (по радио), торий), измерений плотности потока бета-излучения на поверхности ПЯВ не выявили значительных расхождений относительно фона. Детальные полевые исследования МЭД в непосредственной близости от устья боевых скважин не выявили даже незначительных аномалий по отношению к фоновым значениям.

Измерений удельной активности изотопов плутония ($^{239+240}\text{Pu}$ и ^{238}Pu) и урана (^{234}U , ^{235}U и ^{238}U) в пробах почвы и растительности основе альфа-спектрометрическим метода с радиохимическим выделением не выявил аномалий. Нейтронно-активационный анализ на радиоактивные и редкоземельные элементы в пробах почвы и в растительности также не выявил значительных отклонений от фона.

Совокупный анализ всех полученных данных по оценке радиоэкологических показателей объектов окружающей среды (воздух, почва, растительность, вода) на территории 5 участков ПЯВ (Горизонт-3, Метеорит-2, Рифт-1 (Таймырский муниципальный район), Кратон-2 (территория, подчиненная горсовету г. Игарка), Плутон-1 (Эвенкийский муниципальный район), расположенных в Красноярском крае позволяет сделать вывод, что по всем контролируемым показателям НРБ-99/2009 [3] в ходе исследований не установлено превышений гигиенических нормативов, все значения существенно ниже установленных уровней вмешательства. Все зафиксированные значения радиационных показателей, в общем, находятся на уровне фоновых.

Литература

1. Израэль Ю.А. Мирные ядерные взрывы и окружающая среда. – Л.: Гидрометеиздат, 1974. – 136 с.
2. Логачев В.А., Волошин Н.П., Дубасов Ю.В. Мирные ядерные взрывы. – М.: ИздАТ, 2001. – 519 с.
3. Нормы радиационной безопасности НРБ – 99 (СП 2.6.1.758-99). – М., 2000. – 119 с.

4. Яблоков А.В. Миф о безопасности и эффективности мирных подземных ядерных взрывов. – М.: ЦЭПР, 2003. – 176 с.

К ВОПРОСУ О РЕАЛЬНОЙ ОЦЕНКЕ ВЛИЯНИЯ НЕФТЕПРОМЫСЛА НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Л.К. Кудряшова

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Топливо-энергетический комплекс является одним из крупнейших источников загрязнения окружающей среды и недр России. Необходимо заметить, что нефтяная промышленность находится на третьем месте по воздействию на окружающую среду выбросами в атмосферный воздух.

В статье проанализировано воздействие выбросов попутного нефтяного газа в окружающую среду на примере малого месторождения углеводородов, расположенное на севере Томской области. Чтобы достоверно дать экологическую оценку, мной проанализированы результаты разработки месторождения и данные химических анализов атмосферного воздуха за 3 года.

На исследуемой территории залежь приурочена к песчаному пласту Ю11-3, залегающему на глубине - 2406м., мощность пласта 5–9 м. Залежь – пластово-сводовая, коллекторские свойства (ФЕС) низкие (проницаемость $\approx 3,4 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, пористость $\approx 15\%$), газовый фактор $\approx 216 \text{ м}^3/\text{т}$. В связи с низкими значениями ФЕС применяется гидроразрыв пласта (ГРП), для увеличения нефтеотдачи. Эти мероприятия усугубляют экологическую обстановку на территории промысла и в недрах.

Площадь данного месторождения 1005 км^2 , на данный момент на нем 20 эксплуатационных скважин и 11 нагнетательных. Весь попутный нефтяной газ сжигается и наносит вред окружающей среде. Стоит заметить, что даже на таком небольшом месторождении находятся три действующих факела.

После проведенного анализа выявлено, что в атмосферу выбрасывается 3908.84 т/год загрязняющих веществ (азота диоксид, азота оксид, углерода оксид, сажа, метан, углеводороды). Также необходимо учитывать, что с ростом добычи УВ, растет и количество выбросов в атмосферу, что неблагоприятно сказывается на состоянии окружающей среды.

Поэтому одним из основных направлений деятельности предприятия должна быть природоохранная деятельность. Минимизация негативного воздействия на атмосферный воздух территории разработки месторождения достигается:

- полной герметизацией системы сбора нефти;
- контролем швов сварных соединений трубопроводов;
- защитой оборудования от коррозии;
- откачкой нефти при аварийной ситуации в дренажные емкости;
- испытанием оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа.

Проблема же утилизации нефтяного газа решается использованием его на собственные нужды. А сжигание газа на факеле должно быть только при крайней необходимости в аварийном режиме.

Сегодня все более широко вводятся в эксплуатацию газотурбинные электростанции. Это позволяет сэкономить деньги на покупке электроэнергии, а также продавать её близ расположенным населенным пунктам.

Следующей технологией, позволяющей уменьшить выбросы в атмосферу, является технология применения специальных насосов. Эта технология предназначена для закачки газовой смеси в пласты с целью поддержания пластового давления. Экологический эффект заключается в исключении сжигания газа на факеле и уменьшении объема закачиваемой в систему ШПД пластовой воды, при этом сохраняя коллекторские свойства пород.

Однако не стоит забывать, что выброс вредных веществ в атмосферу происходит и в результате потерь нефти и газа при их сборе, транспортировке и подготовке, а также при работе двигателей внутреннего сгорания и др.

Чтобы достоверно оценить воздействие нефтепромысла на окружающую среду и недра, необходимо комплексное системное исследование, основанное на соответствующем информационном обеспечении. Система информационного обеспечения должна обеспечивать комплексность и адекватность воспроизведения пространственной структуры, отражать внутренние и внешние взаимосвязи природных и природно-антропогенных образований. Для этого необходимо создать систему мониторинга, которая должна охватывать все компоненты окружающей среды.

Но при мониторинге на данном месторождении замеры качества атмосферного воздуха проводились только на границах санитарно-защитной зоны, что не отображает реальной картины на самом месторождении над объектами выброса вредных веществ. Это не позволяет сразу отслеживать изменения и принимать решения об уменьшении влияния на атмосферу.

Таким образом, весьма актуальным является вопрос о взаимодействии государственного и ведомственного мониторинга, чтобы был более жесткий контроль со стороны Ростехнадзора. Другой вариант решения данной проблемы – выделение экологической службы в независимую организацию, как в структурном, так и в финансовом отношении. Это позволит получать достоверную и полную информацию. В целом, необходимо создать систему, гарантирующую безусловное соблюдение стандартов экологической безопасности.

ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ВЫСОКОМИНЕРАЛИЗОВАННЫМИ РАССОЛАМИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КАЛИЙНЫХ СОЛЕЙ**О.Р. Манюк****Научный руководитель профессор Я.М. Семчук
Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа,
г. Ивано-Франковск, Украина**

В современных условиях повсеместного загрязнения окружающей среды особенно актуальным является вопрос экологической безопасности во время разработки месторождений калийных солей. Одна из основных проблем, что предопределяет ухудшение экологической ситуации при разработке месторождений калийных солей, – сбросы в поверхностные речные стоки дренажных вод с существенно превышенным содержанием солей с водосборников и шламохранилищ. Большая экологическая опасность связана с наличием бассейнов, которые содержат концентрированные рассолы. Их утилизация является одним из самых серьезных эколого-экономических задач. Методы, которые традиционно использовались во время обезвреживания этих отходов уже не могут быть экологически приемлемыми и на сегодня они уже не решают полностью вопросов утилизации высокоминерализованных рассолов, что со временем может привести к значительным экологическим катастрофам. Так при разработке Калуш-Голинского месторождения калийных солей рассолы фильтровались сквозь тело дамбы без соответствующего их сбора и откачки. Около 10 млн.м³ жидкой фракции сейчас накоплено в карьере и одном хвостохранилище. Сквозь тело дамбы еще одного хвостохранилища уже просачиваются высокоминерализованные рассолы и загрязняют прилегающие территории и речку Кропивник. Ежегодно в Домбровском карьере, в результате растворения соляных залежей атмосферными осадками, образуется 1,2–1,4 млн.м³ высокоминерализованных рассолов. Заполнение отходами близка к пределу проектного объема. При прорыве дамб этих гидросооружений рассолы могут попасть в водную систему реки Днестр и повлечь экологическую катастрофу регионального масштаба.

На сегодня недостаточно отражено научное обоснование и экспериментальное изучение возможности захоронения высокоминерализованных рассолов калийных месторождений Передкарпатья в истощенные разработки залежи углеводородов. Ряд вопросов имеет проблемный характер, недостаточно изучены как теоретически, так и экспериментально, что определяет актуальность исследований.

Целью наших исследований было разработать теоретические и методические основы процесса захоронения высокоминерализованных рассолов калийных месторождений Передкарпатья в истощенные разработки залежи углеводородов.

Нами осуществлен критический анализ существующих данных относительно состава высокоминерализованных рассолов калийных месторождений Передкарпатья и методов их обезвреживания. Установлено, что методы, которые традиционно использовались для обезвреживания этих рассолов, на сегодня не могут быть экологически приемлемыми, а единственным надежным методом их обезвреживания является их захоронение в истощенные разработки залежи углеводородов.

Проведено изучение особенностей геологического строения и условий гидрогеологии исследуемой территории, анализа разработки и современного состояния гидродинамики Гриневского газового месторождения. В итоге обнаружена геологическая структура (горизонт НД–8А) благоприятная для захоронения высокоминерализованного рассола, экологическая безопасность которого обусловлена значительной глубиной захоронения, наличием покрышки значительной толщины которая предствлена глинистыми отложениями с прослойками каменной соли над поглощающим горизонтом.

Горизонт НД–8А принадлежит к пористым, глинистым песчаникам, которые залегают в интервале глубин 850–1000 м. Воды хлоркальциевого типа, высокая их минерализация, низкое содержание сульфатов и гидрокарбонатов, преобладания кальция над магнием свидетельствуют о том, что эти отложения находятся в гидродинамической зоне квазистационарного режима водообмена. О закрытости недр в пределах исследуемой территории свидетельствует наличие газохранилищ в песчаных горизонтах неогена вблизи расположенных месторождений Опары, Дашава, Кадобно.

Пласты-коллекторы горизонта НД–8А характеризуются хорошими фильтрационно-емкостными свойствами. Пористость песчаников в среднем составляет 15%, проницаемость – 1,75мкм². В результате разработки месторождения пластовое давление в горизонте НД–8А снизилось от 7,0 до 3,2 МПа.

Важной проблемой при захоронении высокоминерализованных рассолов в поглощающие водоносные горизонты истощенных залежей углеводородов есть оценка совместимости рассолов, которые нагнетаются в пласт, и пластовых вод поглощающего горизонта, несовместимость которых приводит к быстрому росту давления на устье скважин в результате коагуляции призабойной зоны нерастворимым осадком.

Нами проведено моделирование которое дало возможность получить ответы на практические вопросы: насколько совместимы дренажные рассолы с пластовыми водами, и в каких пропорциях следует смешивать эти растворы в процессе подземного захоронения; возможное ли выпадение твердого осадка в случае взаимодействия вод разной солености и соответствующего ухудшения фильтрационных свойств коллектора и уменьшения емкости массива.

На первом этапе моделировалось взаимодействие дренажных рассолов с породой-коллектором поглощающего горизонта. С этой целью были проведены экспериментальные исследования. В мерные колбы объемом 200мл мы помещали по 40г взвеси керна, а остальной объем заполняли: 1) высокоминерализованным рассолом из Домбровского карьера; 2) смесь высокоминерализованного рассола и воды из реки Чечва в

соотношении 1:1. Содержимое колбы взбалтывали и оставляли в термостатах на сутки при температуре 750С, растворы фильтровали и проводили анализ их содержимого.

По результатам химического анализа рассола и смеси рассола и воды из реки Чечва до и после контакта с песчаниками горизонта НД-8А установлено, что химического взаимодействия между рассолом и породой практически не происходит. Некоторый рост содержимого хлоридов происходит за счет остаточных солей пластовых вод, которые находятся в керне, что дает основание утверждать об отсутствии процессов химической колматации.

Второй этап моделирования заключался в исследовании смешивания пластовых рассолов и сульфатно-хлоридных кальциевых вод хвостохранилища. За образец рассола была проба, отобранная из хвостохранилища Домбровского карьера, которая являла собой высокоминерализованную смесь хлоридно-натриево-сульфатного типа с минерализацией 200-370 г/дм³. Образцом усредненной пластовой воды служила смесь вод, отобранных с водоносного горизонта НД - 8А из скважин Гриневского газового месторождения. Для проведения исследований было отобрано по 5 проб пластовых рассолов с продуктивной толщи и 10 проб высокоминерализованных рассолов из Домбровского хвостохранилища. Экспериментальные обоснования совместимости рассолов и пластовых вод проводилось в лабораторных условиях путем смешивания представительских образцов рассолов, отобранных из хвостохранилища Домбровского карьера, и пластовых вод водоносного горизонта НД - 8А в объемных соотношениях 1:1; 1:2; 1:3; 1:4; 1:5. Смеси, помещенные в тефлоновую и стеклянные колбы (нейтральные материалы, которые не влияют на количественные характеристики компонентов раствора) выдерживали при стандартных условиях в течение 30 суток. За результатами ежедневных наблюдений не обнаружено никаких изменений: жидкость оставалась бесцветной, осадок не образовался. После этого смеси фильтровали и осуществляли количественный анализ основных компонентов. В результате было установлено, что в высокоминерализованных рассолах количество ионов Ca^{2+} и SO_4^{2-} меньше, чем в пластовой воде, а щелочных металлов (Na, K, Cl) - больше. Следовательно, при добавлении рассола в смесь концентрации Ca^{2+} и SO_4^{2-} - должны понижаться, а других компонентов - увеличиваться. Если данные компоненты не вступают в химическую реакцию, то при увеличении соотношения рассолов и пластовой воды от 1:1 к 5:1 концентрация компонентов должна изменяться линейно.

Так в результате проведенных исследований установлено, что изменение концентрации ионов и общая минерализация раствора происходит по линейному закону, который исключает химические взаимодействия элементов смесей. Это объясняется однотипностью ионно-солевого состава вод и абсолютной совместимостью растворов.

Экспериментально доказано, что предотвратить выпадение солей типа мирабилита возможно путем разбавления рассола речной водой в соотношении 1:1-1:9. Для изучения влияния разбавления на стабильность рассолов готовились пробы с объемным соотношением раствора: рассол - пресная вода 1:1, 1:2, 1:3, 1:6, 1:9.

И рассол, и пресную воду предварительно фильтровали. Разбавленные пробы рассола и воды выдерживали в специальных колбах в течение месяца. За это время во всех пробах не наблюдалось выпадения осадка или помутнения. Стабильность рассолов достигается путем растворения их пресной водой в любом соотношении с учетом того, что с увеличением разбавленности рассола снижается насыщенность его гипсом, и растворенными солями. Установлено, что растворы рассолов любой концентрации практически пригодны для нагнетания в скважину. При этом с ростом разбавленности рассолов пресной водой степень недонасыщения их за гипсом растет. Следовательно, в результате проведенных исследований экспериментально доказана абсолютная совместимость высокоминерализованных рассолов и пластовых вод объекта захоронения.

Нами осуществлено прогнозирование основных параметров процесса захоронения высокоминерализованных рассолов в истощенные разработкой залежи углеводородов на 1, 5, 10, 20, 30 лет эксплуатации и создан программный продукт, с помощью которого можно оценить масштабы загрязнения водоносного горизонта и спрогнозировать долговременную миграцию рассолов в подземных водах. А также спроектирован комплекс мероприятий по охране окружающей среды в процессе захоронения высокоминерализованного рассола в истощенную разработкой залежь углеводородов.

В результате проведенных нами исследований установлено, что предложенная методика захоронения рассолов в истощенные разработкой залежи углеводородов являются экологически безопасной для окружающей среды и гарантирует надежность захоронения высокоминерализованных рассолов на перспективу. Считаем, что полученные результаты могут быть использованы во время разведки, проектирования, строительства и эксплуатации полигонов подземного захоронения промышленных отходов горной промышленности в частности отходов месторождений калийных солей.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИЧИН АНОМАЛЬНОГО РОСТА ЛЕСНЫХ НАСАЖДЕНИЙ НА УГЛЕНОСНЫХ ТЕРРИТОРИЯХ КУЗБАССА

Т.Ф. Мельникова, В.В. Битюков

Научный руководитель профессор Ю.В. Лесин

Кузбасский государственный технический университет, г. Кемерово, Россия

Изучая состояние лесных насаждений вдоль трасс Кемеровской области, можно выделить аномальный рост лесных насаждений в некоторых районах области. В ходе экспедиций мы выяснили, что в северной части Кемеровской области деревья в лесных насаждениях растут и развиваются однородно (рис. 1). В центральной же части области рост и развитие деревьев значительно колеблется в пределах одной лесопосадки (рис 2).



Рис. 1. Фото северного Кузбасса



Рис. 2. Фото центрального Кузбасса

Вторая фотография была сделана в двух километрах от села Степановка (Степановка находится между городами Белово и Киселевск). Причем, подобную картину можно наблюдать и, не доезжая до города Белово. Прокопьевский и Беловский административно-экономические районы Кемеровской области расположены в пределах Кузнецкого каменноугольного бассейна и являются промышленными центрами угледобычи Кемеровской области. В ходе осмотра выбранного нами участка мы выяснили, что амплитуда колебания высот деревьев достигает трех метров. Столь значительные колебания могут быть объяснены различиями рельефа, а именно «стеканием» питательных для растений веществ почвы в места понижения рельефа, где бы происходил бурный рост растительности; наличием линз подземных вод, на участках с высокими тополями обеспечивая дополнительную влагу растительности; неравномерным распределением тяжелых металлов в почве; неравномерным распределением питательных веществ в районе роста лесопосадок.

В ходе осмотра выбранного нами участка, где наблюдается данное явление, было обнаружено отсутствие закономерности между рельефом и высотой деревьев на данном участке.

Были проведены анализы почвы на осно

вные агрохимические показатели. Результаты исследования почвы приведены в таблице.

Таблица

Результаты агрохимического анализа почвы на основные показатели

Наименование показателей	Почва с участков высоких тополей (проба № 4)	Почва с участков низких тополей (проба № 2)	Почва с участков высоких тополей (проба № 3)	Почва с участков низких тополей (проба № 1)
pH солевая, ед. рН	5,5	5,8	5,7	5,3
Гумус, %	10,3	10,5	12,2	10,0
P2O5 (По Чиркову), мг/кг	60,0	65,0	62,0	82,0
K2O, мг/кг	190,0	250,0	220,0	160,0
N-NO3, мг/кг	0,9	1,3	1,0	0,8

Процентное содержание гумуса в трех пробах (пробы №2, №3, №4) оценивается как очень высокое, и лишь в одной пробе как высокое (проба №1). Содержание азота в почвах с участков как высоких так и низких тополей классифицируется как очень низкое. Содержание фосфора также на всех участках классифицируется как среднее. Содержание калия во всех почвенных пробах классифицируется как очень высокое. По показателям кислотности почвы относятся к слабокислым (пробы №1 и №4) и близким к нейтральным (пробы №2 и №3). В целом, можно сказать, что почвы на участках высоких и низких тополей сходны по агрохимическим показателем, что дает нам право считать, что почвенное плодородие не является причиной колебания высот деревьев в лесопосадках.

Один из возможных вариантов объяснения данного явления неравномерное распределение тяжелых металлов в почве, для того чтобы проверить это было проведено биотестирование. Для определения различия между образцами почвы с участков высоких и низких тополей мы в течение недели выращивали лук обыкновенный Allium sara L на вытяжках из образцов почв. В качестве контроля использовали воду. Тест показал, что общий и средний прирост биомассы для почв с участков с высокими и низкими тополями примерно одинаковы, при этом коэффициент интенсивности работы корневой системы для почв с участков с низкими тополями несколько выше, чем для аналогичных с высокими тополями. При этом, прирост биомассы для лука, выращиваемого на чистой воде был самым низким.

Мы предполагаем, что это явление может быть связано с геологическим строением земной коры, а именно выходом угленосных пластов под рыхлые отложения, на участках с низкими тополями (рис. 3).

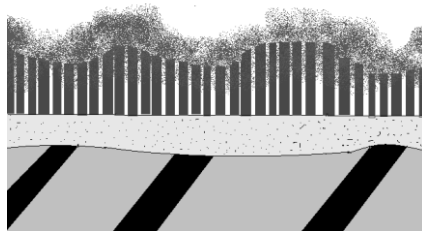


Рис. 3. Выход угленосных пластов под рыхлые отложения

На предполагаемой схеме (рис. 3) черным цветом обозначены угленосные толщи. В угольных пластах метан содержится в свободном и сорбированном состоянии. Сорбированный метан, выделяется в атмосферу при снятии нагрузки с пласта, трещинообразовании и разрушении угля. А метан, в свою очередь, разрушает протоплазму растений, приводит к отмиранию устьиц листьев, некрозу тканей, и в результате всего этого нарушается процесс фотосинтеза [2]. Наблюдениями установлено, что в зонах выхода метана на дневную поверхность почва теряет свою структуру, сильно уплотняется, приобретает серый цвет, а вся растительность на ней погибает [3]. Также в местах скопления метана угнетается растительность за счет распространения в почвах метилотрофных бактерий и микроорганизмов, резко снижающих концентрацию кислорода в почве, который расходуется на окисление метана [4].

Литература

1. Биометрия: Учеб. пособие для биол. спец. вузов – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. Шк., 1990. – 352 с.
2. Вестник Российской Сельской Информационной Сети [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.fadr.msu.ru>
3. Меркулов, В.А. Охрана природы на угольных шахтах. – М.: Недра, 1981. – 183 с.
4. Королев В.А. Мониторинг геологической среды: Учебник / Под редакцией В.Т. Трофимова. – М.: Изд-во МГУ, 1995. – 272 с.

ВЕЩЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ ПЫЛЕАЭРОЗОЛЕЙ НА ТЕРРИТОРИИ АСИНОВСКОГО РАЙОНА ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Н.О. Мельчукова, Е.А. Филимоненко

Научный руководитель доцент А.В. Таловская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Томская область разделена на 16 административных районов, экологическая обстановка на территории которых определяется как физико-географическими условиями, так и деятельностью промышленности. На юго-востоке области расположен Асиновский район, население которого составляет около 40 тыс. жителей. Административный центр – город Асино удален от областного центра – г. Томска на 100 км. Асиновский район включает в себя 42 населённых пункта, одно городское и 6 сельских поселений. Наибольший удельный вес в экономике района составляет лесная и деревообрабатывающая промышленность. Аналогично в районе развита легкая, пищевая, мукомольная промышленность, а так же сельское хозяйство. Район испытывает техногенное воздействие не только за счет выбросов предприятий, расположенных на его территории, но и со стороны Томск-Северской промышленной агломерации [1].

С целью оценки уровня запыленности атмосферного воздуха и изучения особенностей вещественного состава пылеаэрозолей в населенных пунктах Асиновского района в марте 2011 г. сотрудник и студент кафедры геоэкологии и геохимии ТПУ проводили отбор проб снега. Пробы отбирали в крупных и средник населенных пунктах (с. Ягодное, Большедорохово, Новокусково, Филимоновка, Михайловка) и административном центре – г. Асино. Общее количество отобранных и изученных проб составило 37. Все работы по отбору, подготовке и анализу снеговых проб проводились в соответствии с методическими рекомендациям ИМГРЭ (1982 г.) [4], рекомендациям, приводимых в работах В.Н. Василенко [2] и И.М. Назарова [5], руководству по контролю загрязнения атмосферы [9], а также с учетом многолетнего опыта, накопленного на кафедре геоэкологии и геохимии ТПУ [10]. Объектом исследования является твердый осадок снега. Все пробы изучались в учебно-научных лабораториях международного инновационного образовательного центра «Урановая геология» кафедры геоэкологии и геохимии ТПУ. Вещественный состав твердого осадка снега определялся автором с помощью бинокулярного стереоскопического микроскопа (Leica ZN4D с видео приставкой). Определение вещественного состава валовой пробы с последующим установлением процентного соотношения всех природных и техногенных составляющих проводилось согласно запатентованной разработке [6].

По результатам исследования установлено, что на территории Асиновского района величина среднесуточной пылевой нагрузки изменяется от 6,1 до 480 мг/(м² · сут), при среднем значении 72 мг/(м² · сут) (табл. 1). Региональный фон (480 км от г. Томска, Средний Васюган) составляет 7 мг/(м² · сут) по данным А.Ю.

Шатилова [10]. В целом, значения пылевой нагрузки согласно градации, предложенной Ю.Е. Саетом и др. [3], соответствуют низкой степени загрязнения (менее $250 \text{ мг}/(\text{м}^2 \cdot \text{сут})$) и неопасному уровню заболеваемости населения, проживающего на данной территории. Повышенное значение величины пылевой нагрузки приходится на г. Асино (от 2,7 до 63 фонов) и на с. Новокусково (от 1,6 до 69 фонов), расположенное в 10 км от административного центра в направлении преобладающих ветров (юго-западное). В северной части Асиновского района (сс. Филимоновка, Михайловка) величина пылевой нагрузки значительно ниже (от 0,9 до 12 фонов), чем величина пылевой нагрузки в центральной части (с. Новокусково, г. Асино). В южной части Асиновского района (сс. Ягодное, Большедорохово) пылевая нагрузка в среднем изменяется от 2 до 10 фоновых показателей; данные территории в силу их расположения в противоположную сторону относительно преобладающего направления ветра менее подвержены техногенному воздействию со стороны г. Асино.

Таблица 1

Величина среднесуточной пылевой нагрузки на территорию населенных пунктов Асиновского района, $\text{мг}/(\text{м}^2 \cdot \text{сут})$

Населенный пункт	Кол-во проб	Удаленность от г. Томска	Удаленность от г. Асино	P_n ср	P_n min	P_n max
с. Ягодное	5	73 км на северо-восток	27 км на юго-запад	14	7,5	24
с. Большедорохово	5	85 км на северо-восток	15 км на юго-запад	70	8,3	232
г. Асино	11	100 км на северо-восток		131	19	441
с. Новокусково	6	110 км на северо-восток	10 км на северо-запад	101	11	480
с. Филимоновка	5	130 км на северо-восток	30 км на северо-запад	13	6,1	24
с. Михайловка	5	140 км на северо-восток	40 км на северо-запад	31	12	85
Асиновский район	37			72	6,1	480
Асиновский район*	7			27	8	81

Примечание: * - по данным [9], P_n ср - усредненная величина пылевой нагрузки, P_n min - минимальная величина пылевой нагрузки в населенном пункте, P_n max - максимальная величина пылевой нагрузки в населенном пункте; фон (Средний Васюган) - $7 \text{ мг}/(\text{м}^2 \cdot \text{сут})$, данные А.Ю. Шатилова, 2001 г. [10]

Среди районов Томской области Асиновский район имеет наибольшую величину пылевой нагрузки ($72 \text{ мг}/(\text{м}^2 \cdot \text{сут})$), близкую значению для г. Томска ($60 \text{ мг}/(\text{м}^2 \cdot \text{сут})$) [11], которая превышает значения пылевой нагрузки для других районов (Томского – $70 \text{ мг}/(\text{м}^2 \cdot \text{сут})$, Шегарского – $8 \text{ мг}/(\text{м}^2 \cdot \text{сут})$, Молчановского – $11 \text{ мг}/(\text{м}^2 \cdot \text{сут})$, Кожевниковского – $17 \text{ мг}/(\text{м}^2 \cdot \text{сут})$, Зырянского – $15 \text{ мг}/(\text{м}^2 \cdot \text{сут})$) от 2,5 до 9 раз. Следует отметить, что в общий уровень пылевого загрязнения Асиновского района вносят как выбросы локальных источников, так и дальний перенос выбросов от Томск-Северской промышленной агломерации согласно главенствующему направлению ветра. В отдельных населенных пунктах вклад в пылевое загрязнение вносят природные источники – ветровая эрозия берегов рек, на которых расположены села.

Таблица 2

Вещественный состав твердого осадка снега территории Асиновского района, %

Место отбора Тип частиц	с. Ягодное	с. Большедорохово	г. Асино	с. Новокусково	с. Филимоновка	с. Михайловка	Среднее содержание по району, %	Заказник «Томский»*
	с. Ягодное	с. Большедорохово	г. Асино	с. Новокусково	с. Филимоновка	с. Михайловка		
Природные минеральные и биогенные частицы	49	38	31	45	52	53	42	81
Кварц	25	18	18	20	25	20	21	60
Слюда	4	3	3	2	3	3	3	-
Биогенные частицы	20	17	10	20	24	30	18	10
Техногенные образования	51	62	69	65	48	47	59	19
Al-Si микросферулы	5	5	7	10	4	3	5,7	2
Металлические микросферулы	5	3	5	7	-	-	3,3	1
Синтетические волокна	10	7	5	10	10	10	8,7	1
Частицы сажи и угля	15	30	36	26	18	19	24	7
Частицы деревообработки, опилки	1	3	6	1	-	-	1,8	-
Частицы шлака и золы	15	14	10	11	16	15	13,5	8

Примечание: * по данным [11], «-» - частицы не обнаружены.

По данным [7] уровень пылевого загрязнения середины 90-х годов XX века изменялся от 8 до 81 мг/(м² · сут) и в среднем составлял 27 мг/(м² · сут), что в 2,7 раз ниже результатов исследований 2011 года.

По результатам микроскопического исследования проб твердого осадка снега в них были идентифицированы минеральные и техногенные частицы, а также определено их процентное соотношение (табл. 2).

В целом во всех изученных пробах содержание техногенных компонентов (47–69 %) преобладает над содержанием природными минеральными и биогенными частицами (31–53 %).

Среди техногенных частиц наибольший процент приходится на частицы угля и сажи (40–80%), шлака и золы (10–15%) и алюмосиликатные микросферы (5–10%). Все эти частицы поступают в основном за счет выбросов от котельных, работающих на угле, и от домов с печным отоплением. Природные минеральные образования преимущественно представлены кварцем (18–25%), который поступает преимущественно с прилегающих берегов водотоков за счет ветровой эрозии, на биогенные компоненты приходится от 10 и до 30%.

В центральной части района (г. Асино, с. Новокусово) преобладают техногенные образования (69–65%), наибольший процент приходится на содержание частиц сажи и угля, а так же Al-Si микросферы. В северной части Асиновского района (сс. Филимоновка, Михайловка) процентное содержание техногенных частиц составляет 47–48%, тогда как содержание природных минеральных и биогенных частиц составляет 23–28 % и 24–30% соответственно. В южной части Асиновского района (сс. Ягодное, Большедорохово) природные частицы составляют 38–49%, в то время как на техногенные приходится 51–62 %.

Таким образом, по результатам изучения пылеаэрозольных выпадений на территории Асиновского района, был определен уровень пылевого загрязнения и выявлены некоторые минерально-вещественные особенности проб твердого осадка снега.

Литература

1. Асиновский район. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://asino.ru/>
2. Василенко В.Н. Мониторинг загрязнения снежного покрова / В.Н. Василенко, И.М. Назаров, Ш.Д. Фридман. – Л.: Гидрометеиздат, 1985. – 185 с.
3. Геохимия окружающей среды / Ю.Е. Саэт, Б.А. Ревич, Е.П. Янин [и др.]. – М.: Недра, 1990. – 335 с.
4. Методические рекомендации по геохимической оценке загрязнения территорий городов химическими элементами. – М.: ИМГРЭ, 1982. – 111 с.
5. Назаров И.М. Использование сетевых снегосъемок для изучения загрязнения снежного покрова / И.М. Назаров, Ш.Д. Фридман, О.С. Ренне // Метеорология и гидрология. -М., 1978. - № 7. - С. 74-78.
6. Пат. 2229737 Россия, МПК⁷ G 01 V 9/00. Способ определения загрязненности снегового покрова техногенными компонентами / Язиков Е. Г., Шатилов А. Ю., Таловская А. В.; заявитель и патентообладатель. Томский политехн. ун-т. – № 2002127851; заявл. 17.10.2002; опубл. 27.05.2004.
7. Рихванов Л.П., Язиков Е.Г., Сухих Ю.И., Шатилов А.Ю., и др. Эколого-геохимические особенности природных сред Томского района и заболеваемость. – Томск: 2004. – 134 с.
8. Рихванов Л.П. Состояние компонентов природной среды Томской области по данным эколого-геохимического мониторинга и здоровье населения / Л.П. Рихванов, Е.Г. Язиков, Ю.И. Сухих // Безопасность жизнедеятельности. – 2008. – № 1. – С. 29–37.
9. Руководство по контролю загрязнения атмосферы. РД 52.04.186 № 2932-83. -М.: Госкомгидромет, 1991. – 693 с.
10. Шатилов А. Ю. Вещественный состав и геохимическая характеристика атмосферных выпадений на территории Обского бассейна: Автореферат. Дис. ... канд. геол.-минер. наук. – Томск, 2001. – 22 с.
11. Язиков Е.Г., Таловская А.В., Жорняк Л.В. Оценка эколого-геохимического состояния территории г. Томска по данным изучения пылеаэрозолей и почв: монография. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 264 с.

ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОЧВ В ЗОНЕ ВЛИЯНИЯ ПОЛИГОНА ТБО ПОС.НОВОМИХАЙЛОВКА

Т.Е. Монич

Научный руководитель доцент Н.А.Осипова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Полигон твердых бытовых отходов (ТБО) расположен в пос. Новомихайловка, в Томском районе, в восточной его части, на расстоянии в 5 км от черты города. Захоронение бытовых отходов производится на полигоне ТБО, занимающем площадь 54,3 гектара. С 1964 г. на полигон принято около 23,8 млн т отходов, срок его проектной эксплуатации закончился 1.07.1998 г. В настоящее время захоронение отходов происходит по высоконагружаемой схеме. Полигон в Новомихайловке переполнен. Объем скопившегося здесь мусора в три раза превышает положенную норму. В настоящее время на полигоне ведется прием бытовых отходов 4-й и 5-й категории. Полигон в Новомихайловке полигоном не назовешь – это именно свалка. Она была построена 40 лет назад и изначально не соответствовала техническим требованиям, предусмотренным для таких объектов. Изучение геоэкологических последствий функционирования полигона ТБО является актуальной задачей. С помощью анализа почв в данной работе была выявлена их геохимическая характеристика, отражающая негативное воздействие полигона ТБО в пос. Новомихайловка [1].

В настоящее время наиболее распространенный и экономически приемлемый метод удаления отходов – это их размещение в специально отведенных местах для хранения и (или) захоронения: на полигонах, в шламохранилищах, отвалах и других объектах. Отходы, размещенные там, претерпевают сложные физико-химические и биохимические изменения под воздействием атмосферных явлений, а также в результате

взаимодействия между собой. Это приводит к образованию различных соединений, в том числе токсичных, которые, мигрируя в окружающую среду, отрицательно воздействуют на ее компоненты. Деятельность полигона оказывает вредное воздействие на здоровье человека, окружающую природную среду, загрязняя воздух, грунтовые воды, почву. Ядовитый запах от полигона в неблагоприятную погоду распространяется на расстояние до 10-12 км. Опасным для здоровья воздухом дышат дети. Особенно сильно страдают люди с астмой, аллергией, анемией, ослабленным иммунитетом и т. п.

Полигоны ТБО представляют собой хранилища отходов различного генезиса и состава. На многих полигонах происходит совместное захоронение бытовых, промышленных, строительных отходов и даже иловых осадков. С созданием полигонов ТБО связан целый комплекс серьезных экологических проблем. Прежде всего, в районе расположения полигонов нарушается природный ландшафт, все компоненты окружающей среды (подземные и поверхностные воды, почвы, растительность, донные отложения, атмосферный воздух) вблизи полигонов испытывают различные негативные воздействия. Кроме этого, из хозяйственного оборота изымаются немалые земельные площади. В ряде случаев негативное воздействие на окружающую среду приводит к ее деградации, а иногда и к перестройке экосистемы. Большинство полигонов ТБО организовано вблизи населенных пунктов и водных артерий без учета геолого-гидрогеологического строения участка и особенностей инженерно-геологических условий, а также без проведения инженерных мероприятий по обустройству котлованов для приема отходов. Следует учесть, что в теле полигона под воздействием внешних и внутренних факторов происходят био- и геохимические реакции с выделением тепла и образованием новых веществ в твердом, жидком и газообразном состояниях. Жидкие и твердые вещества, находящиеся в растворенной и взвешенной формах, выделяются в виде фильтрата, превосходящего количество газообразных веществ, выбрасываемых в атмосферу. Фильтрат и биогаз являются основными загрязнителями окружающей среды. В течение длительного времени происходит постоянный вынос веществ за границы полигона и образование ореолов загрязнения, размеры и характер которых зависят от устойчивости геологической среды к техногенному воздействию, определяемой комплексом присущих ей природных условий. В настоящее время вывоз мусора остается основным методом очистки городов от отходов. Вывоз твердых бытовых отходов (вывоз ТБО) выполняется на полигоны. Старые действующие и закрытые полигоны являются вторичными источниками загрязнения окружающей среды. Поэтому сегодня остро встает вопрос о рекультивации закрытых полигонов ТБО, реабилитации загрязненных территорий и создании систем мониторинга [4].

Снижение негативного воздействия полигонов захоронения твердых бытовых отходов (ТБО) на гидросферу является одной из крупных экологических проблем урбанизированных территорий. В массиве отходов под действием атмосферных осадков, отжимных вод, биохимических процессов их разложения образуются фильтрационные сточные воды (ФВ), характеризующиеся сложным химическим составом, высоким (в сотни раз превышающим ПДК) содержанием токсичных органических и неорганических веществ, наличием бактериального загрязнения. При отсутствии надежной противофильтрационной защиты, системы сбора, очистки и отведения ФВ, что характерно для большинства российских полигонов, они являются длительным источником загрязнения поверхностных и подземных вод. В связи с тенденцией к закрытию, рекультивации старых свалок ТБО и строительству современных полигонов актуальна разработка технологических и организационных мероприятий, направленных на минимизацию воздействия полигонов ТБО на объекты гидросферы на завершающих этапах жизненного цикла полигона (после 20 лет эксплуатации объекта) [3].

С помощью анализа почв в данной работе была выявлена их геохимическая характеристика, отражающая негативное воздействие полигона ТБО в пос.Новомихайловка. На рисунке показано содержание токсичных металлов в изученных почвообразцах, выраженных в мг/кг, а также фоновые значения. По результатам анализа почвенных проб отмечено загрязнение свинцом. В то же время зарегистрированы сравнительно невысокие концентрации кобальта, бария. Содержание никеля, олова, бериллия и ванадия – на уровне контроля.

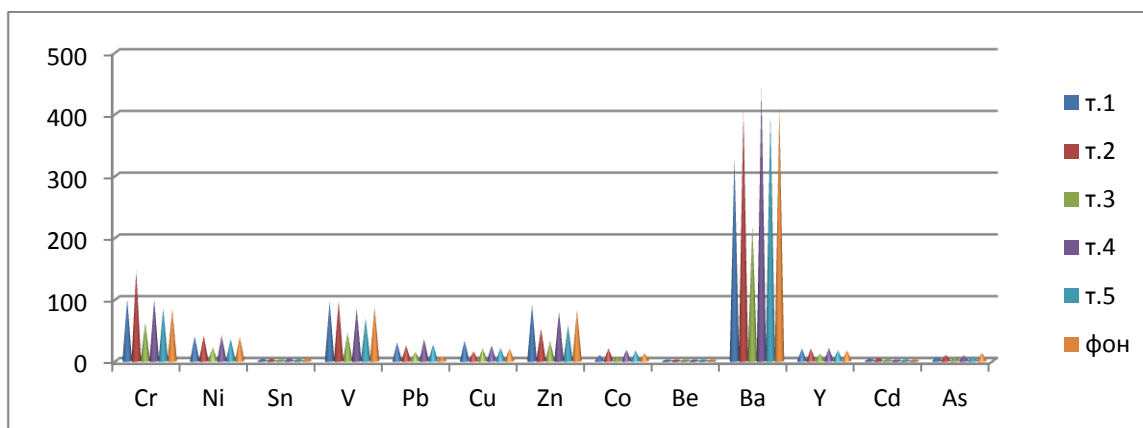


Рис. Содержание токсичных металлов в изученных почвообразцах (мг/кг) [2]

Литература

1. Ильин В.Б. Загрязнение тяжелыми металлами огородных почв и культур // *Агрохимия*, 1991. – №7. – С. 67–77.
2. Оценка эколого-геохимического состояния территории г. Томска по данным изучения пылеаэрозолей и почв. / Язиков Е.Г., Таловская А.В., Жорняк Л.В. – Томск: ТГУ, 2010. – 263 с.
3. Шишкин Я.С. Снижение экологической нагрузки полигонов ТБО на объекты гидросферы на завершающих этапах жизненного цикла. – Пермь, 2007. – 124 с.
4. Утилизация отходов // Экологические проблемы полигонов. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://vyvezem.ru/jekologicheskie-problemy-poligonov.html>

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ПОЛИГОНОВ ТВЕРДЫХ БЫТОВЫХ ОТХОДОВ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ НА ПРИМЕРЕ ПОЛИГОНА ТБО Г.ВАЛУЙКИ БЕЛГОРОДСКОЙ ОБЛАСТИ

А.В. Наговицына

Научный руководитель профессор А.Н.Петин

Белгородский национальный инновационный университет, г. Белгород, Россия

В результате комплексных геоэкологических исследований полигона ТБО г. Валуйки позволили нам сделать вывод о том, как полигоны ТБО влияют на окружающую среду.

Участок выбранный под полигон ТБО имеет «Г» образную форму. С востока на запад имеет перепад высот 172-127 м над уровнем моря. Климат, на участке выбранном под полигон умеренно континентальный: с холодным зимним периодом и теплым летним. Среднегодовая температура воздуха +6,5°C, самый холодный месяц-январь, со средней температурой воздуха -8,1°C (минимальная -37°C), самый теплый-июль, со среднемесячной температурой +20,6°C и абсолютным максимумом + 40°C.

Промерзание почвы начинается в конце ноября. Максимальная глубина промерзания наблюдается в феврале и достигает примерно 0,5-0,8 м.

По количеству осадков район размещения полигона относится к умеренно-увлажненной зоне со среднегодовой нормой 500-600 мм. Распределение их по временам года не равномерно. Максимум осадков выпадает в июне-июле (61-63 мм), минимум в феврале-марте.

Устойчивый снежный покров устанавливается в середине декабря и держится до конца марта, средняя высота снежного покрова составляет 250-300 мм.

Для района характерно преобладание восточных и юго-восточных ветров. Среднегодовая скорость ветра 3,4–4,2 м/с. Наибольшая скорость ветра наблюдается в январе-марте (до 7,4 м/с), наименьшее – во второй половине лета и начале осени (2,1 – 4,0 м/с). Летом нередки суховеи и пыльные бури со скоростью ветра до 15 м/с.

При изучении инженерно-геологических условий полигона, для определения порядка напластования, мощности и состава грунтов, слагающих основание полигона выявлено, что в геоморфологическом плане участок полигона ТБО приурочен к склону безымянной балки западной экспозиции, выходящей своим устьем в долину р.Оскол.

В структуре почвенного покрова преобладает чернозёмы типичные и черноземы выщелоченные, мощностью до 1,2 м.

В геологическом строении участка до глубины бурения 8,0 м принимают участие образования четвертичной (Q) и меловой (K) систем.

С дневной поверхности полигона до глубины 0,3–1,7 м вскрыты современные почвы (Q IV), представленные чернозёмом суглинистым выщелоченным с дресвой мела. Ниже, до глубины 8,0 м, залегают толща образований меловой системы (K2), представленные мелом белым древесно-щепенистым. В верхней части (до глубины 1,0–5,2 м) меловые образования, выветренные до глиноподобного состояния, интенсивно-трещиновые. Мощность меловых образований (вскрытая) 6,3–7,7 м.

Грунтовые воды при проведении изысканий до глубины 8,0 м не вскрыты. Основной водоносный горизонт залегает на глубине более 20,0 м, что положительно сказывается на расположении полигона при его оценки воздействия на окружающую среду.

Полигон ТБО имеет фактическую вместимость 330720 м³. Он размещён на расстоянии 3500 м от с. Яблоново, 1500 м от с. Старая Симоновка и рассчитан на приём бытовых отходов в течении 15 лет.

Состав и количество выбросов от основного и вспомогательного производства полигона различен.

Основным источником загрязнения атмосферы является участок складирования твердых бытовых отходов. Он занимает (до 95%) площади полигона, в зависимости от объема принимаемых ТБО.

При распаде органических составляющих ТБО образуется биогаз и в атмосферный воздух выделяется метан, толуол, аммиак, ксилон, углерода оксид, азота диоксид, сероводород, формальдегид, этилбензол, ангедрид сернистый и т.д. Анализ качественного и количественного состава загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу показывает, что по всем выбрасываемым веществам не превышает действующих критериев качества атмосферного воздуха на границе ориентировочной санитарно защитной зоны. Но пока делать выводы рано, так как полигон молодой и действовать ему ещё 15 лет.

Полигон ТБО г. Валуйки расположен в окружении преимущественно сельскохозяйственных полей, на которых выращивается зерно, многолетние травы, кормовые культуры.

Контроль качества атмосферного воздуха должен осуществляться по плану-графику.

Из полученных данных нами сделан вывод, что данный полигон относится ко второму классу опасности по методике предложенной Л.П. Грибановой, О.М. Гуман [1].

В качестве природоохранных мероприятий предлагаем осуществление ряда профилактических, контрольных и других природоохранных мер, а именно:

- применение многослойного перекрытия;
- установление стационарных систем газоотведения;
- утилизации биогаза;
- контроль состава поступающих на свалку бытовых отходов.

Отходы производства и потребления, в частности свалки и полигоны бытовых отходов - представляют серьёзную опасность, т.к. существенно влияют на все компоненты окружающей природной среды и являются мощным загрязнителем атмосферного воздуха (метан, сернистый газ, растворители и др.), почв и грунтовых вод (тяжёлые металлы, растворители, инсектициды и др.). Свалки являются рассадниками мышей, крыс, насекомых и могут стать источником инфекционных заболеваний. Практически никто не контролирует состава поступающих на свалку бытовых отходов. Городской мусор является серьёзным источником загрязнения почв медью, ртутью, свинцом, цинком и др. тяжёлыми металлами.

Большое количество химических веществ с территории свалок выделяются в атмосферу вследствие разложения мусора. Выделение мусорного газа ведет к опасности возникновения взрывов и пожаров. Низкие температуры горения или разложения служат причиной неприятного запаха, обусловленного наличием в воздухе не полностью сгоревших веществ – сложных комплексных органических соединений [1].

Особую опасность представляют свалки бытовых отходов для подземных и поверхностных водных источников. Когда происходит загрязнение, оно касается одновременно и самой грунтовой воды, и той твердой породы, чрез которую эта загрязнённая вода протекает, что делает очистку и восстановление водоносного пласта очень трудным и дорогостоящим делом [2].

Литература

1. Грибанова Л.П. Экологическая реабилитация в зонах влияния полигонов // ТБО, 2008. – №9. – С.18–23.
2. Места складывания отходов и свалки как потенциальные источники загрязнения водных ресурсов // Природа - РЖ Охрана природы и воспроизводство природных ресурсов, 1987. – № 11. – с. 22.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ЦЕНТИЛЕЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СОДЕРЖАНИЯ ХИМИЧЕСКИХ ЭЛЕМЕНТОВ В ВОЛОСАХ ДЛЯ ПРОГНОЗА СОСТОЯНИЯ ЗДОРОВЬЯ ДЕТЕЙ

Д.В. Наркович

Научный руководитель доцент Н.В. Барановская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Различными исследователями [6, 9, 14] накоплено множество данных, подтверждающих зависимость элементного состава живых организмов, в том числе человека, от содержания химических элементов в среде обитания. Одним из маркеров, который не реагирует на кратковременные изменения в питании и способен отражать картину обеспеченности химическими элементами организма на протяжении нескольких месяцев, являются волосы.

Химический элементный состав волос человека весьма вариабелен [12]. Концентрации элементов в составе данного биосубстрата могут изменяться в зависимости от расы, состояния здоровья, диеты, цвета волос. Одним из важнейших факторов формирования состава волос человека являются эколого-геохимические условия обитания, которые порождают огромный разброс данных по фоновым концентрациям элементов в волосах [1–3, 5, 7, 12].

Сведения разных авторов о нормальном диапазоне содержания большинства химических элементов в волосах разноречивы, так как различные регионы характеризуются различным уровнем антропогенной нагрузки, следовательно, и элементный состав волос людей в каждом регионе носит специфический характер. Поэтому концентрация какого-либо вещества в организме, являющаяся нормой для одного региона, не будет являться таковой для другого.

Территория Томской области весьма неоднородна по эколого-геохимической обстановке [28]. Область состоит из 16-ти административных районов, и на территории каждого из них имеются различия в степени техногенного воздействия. Основная доля крупных промышленных предприятий сосредоточена на юге области – в Томском районе [28, 29]. По результатам исследований кафедры геоэкологии и геохимии ТПУ, на территории района влияние техногенного прессинга фиксируется в составе почв, торфов, пылеарозолей и биосред человека [2, 4, 10, 15, 20, 24, 28, 30, 31].

Северные районы (Александровский, Каргасокский) характеризуются интенсивной деятельностью нефтегазодобывающей отрасли.

Наличие природных аномалий на территории проживания так же является фактором, изменяющим элементный состав организма. В качестве природных источников поступления элементов в состав волос выступают месторождения полезных ископаемых, природные воды [20, 32, 33].

В Томской области природные геохимические аномалии фиксируются на территории Бакчарского района, где находится месторождение железных руд, являющееся составной частью огромного по площади Западно-Сибирского железорудного бассейна [16, 26]. Также влияние природного фактора прослеживается на территории Зырянского района, где состав питьевых вод Зырянского района имеет прямое отражение в составе волос детского населения [27].

Показателем, который учитывает особенности природно-антропогенной нагрузки каждого региона, является центиль, отражающий содержание жизненно необходимых и токсичных элементов в рассматриваемом биосубстрате человека [17]. Вопрос разработки региональных нормативов содержания элементов в волосах жителей на сегодняшний день является весьма важным и актуальным.

На основе представительного фактического материала нами для территории Томской области с использованием центильного метода [18] разработаны нормативные показатели содержания 12-ти химических элементов у практически здоровых детей четырех возрастных групп (1–3 лет, 4–6 лет, 7–11 и 12–17 лет) из выборки, включающей 518 практически здоровых детей.

Пробоподготовка проводилась на кафедре геоэкологии и геохимии Томского политехнического университета. При очистке волос от внешних загрязнений использовался широко применяемый способ, эффективность которого показана в работах Л.И. Жук и А.А. Кист [11, 33].

Для количественного определения химических элементов использовался метод инструментального нейтронно-активационного анализа, осуществляемый на Томском исследовательском ядерном реакторе ИРТ-Т в лаборатории ядерно-геохимических методов исследования кафедры геоэкологии и геохимии Томского политехнического университета (аналитик – с.н.с. А.Ф. Судыко). Измерения производились на гамма-спектрометре с германий-литиевым детектором.

Центильный метод широко используется в медицине для оценки физического развития человека, в нашей стране рекомендованный с 70-х годов [8 и др.]. Данный метод анализа относится к непараметрическим методам статистики и не смещает оценку показателя в сторону увеличения или снижения, т.к. учитывает все реальности вариационного ряда [25]. Метод центилей запатентован для оценки состояния здоровья детей 1 группы здоровья (исследования проводились на территории г. Владивостока) [18] и широко используется при оценке регионального уровня накопления элементов в составе волос жителей [13, 21, 22].

В работе представлены центильные шкалы содержания только для тех элементов из изученных 29, содержание которых в волосах выше предела определения в более чем 50% проб, а распределение является отличным от нормального. Таким образом, в эту группу вошли Na, Ca, Sc, Cr, Fe, Co, Zn, Se, Br, La, Sm и Au.

Таблица 1

Границы нормального (физиологического) содержания химических элементов в волосах детей, проживающих в Томской области, установленные при помощи анализа центильных интервалов (мг/кг)

Элементы	Граница	Дети		Мал.	Дев.	Мал.	Дев.
		1–3 года (n = 43)	4–6 лет (n = 73)	(n = 78)	(n = 136)	(n = 52)	(n = 136)
				7–11 лет		12–17 лет	
Na	H*	290	250	380	260	360	175
	B**	740	820	1100	700	1050	515
Ca	H	500	630	490	1420	550	2100
	B	1720	2400	1470	3700	1210	4650
Sc	H	0,006	0,007	0,009	0,006	0,004	0,009
	B	0,031	0,035	0,047	0,038	0,039	0,02
Cr	H	0,35	0,3	0,58	0,37	0,3	0,9
	B	4,68	2,5	5,1	4,6	3,4	3,08
Fe	H	40	34	40	30	30	100
	B	360	320	435	338	220	270
Co	H	0,049	0,042	0,023	0,05	0,09	0,052
	B	0,42	0,356	0,3	0,34	0,17	0,29
Zn	H	117	124	130	130	114	121
	B	230	230	211	237	205	220
Se	H	0,51	0,59	0,4	0,41	0,37	0,3
	B	1,28	0,93	1,11	0,98	0,9	0,8
Br	H	4,2	3,9	5,34	1,9	3,7	1,6
	B	21,2	15	19,2	11,3	10,7	6,8
La	H	0,07	0,056	0,08	0,073	0,15	0,08
	B	0,35	0,31	0,46	0,28	0,36	0,27
Sm	H	0,032	0,027	0,09	0,011	0,014	0,007
	B	0,22	0,235	0,59	0,18	0,1	0,11
Au	H	0,007	0,01	0,011	0,014	0,012	0,023
	B	0,044	0,044	0,037	0,052	0,033	0,074

Примечание: * – нижняя граница: на основе 25 центиля; ** – верхняя граница: на основе 75 центиля;

n – количество проб.

Согласно опубликованным данным [21, 22], интервал от 25 до 75 центиля (50% значений концентраций) соответствует средним значениям концентрации данного элемента в популяции и может быть отнесен к «абсолютной норме».

Значения в интервале между 25 до 10 центиля включительно указывают на сниженный уровень показателя; выше 75 до 90 центиля включительно – на повышенный уровень показателя (табл. 1). Интервал между 3-м и 10-м центилями соответствует низкому уровню исследуемого показателя; между 90 и 97 центилями вероятностями - свидетельствует о высоком уровне показателя; до 3-го центиля и выше 97 центиля, соответственно, указывают на очень низкий и очень высокий уровень показателя [18].

Значения, лежащие в интервале от 10 до 25 и от 75 до 90 центиля, предлагается рассматривать как отклонение от нормы, интервалы же от 0 до 10 и от 90 до 100 центилей свидетельствуют о состоянии болезни [21].

Как видно из таблицы 1, по данным инструментального нейтронно-активационного анализа волос, для детей всех возрастных групп Томской области характерен значительный дисбаланс элементного гомеостаза, выраженный как в повышении, так и в снижении уровня эссенциальных и токсичных микро- и макроэлементов.

Сравнение центильных показателей в группах детей показало, что для большинства элементов характерна выраженная возрастная динамика и отличия в содержании элементов в зависимости от пола. Это отчетливо видно для Na, Ca, Sc, Cr, Fe, Co, Se, Br, La, Sm, Au.

Для Zn можно говорить о сравнительной поло-возрастной стабильности (табл. 1), обусловленной тем, что цинк необходим для поддержания нормального состояния волос.

По сравнению с референтными значениями, полученными по результатам спектрального анализа (ИСП-АЭС) для детей аналогичного возраста в среднем по РФ, нами выявлены более высокие значения центильных интервалов содержания Na, Ca, Fe, Co, Zn как для нижней, так и для верхней границы нормы (табл. 2). Для Cr значение нижней границы (25 центиль) близко к значениям условно допустимого биологического уровня по Скальному А.В. [22], однако верхняя граница нормального содержания для нашего региона на порядок выше. Здесь может находить отражение более сложная геохимическая обстановка территории Томской области и неравномерное накопление Cr в волосах жителей разных районов.

Таблица 2

Значения центильных интервалов содержания химических элементов в волосах детей 1–18 лет, проживающих в Томской области (мг/кг)

	центили	Na	Ca	Cr	Fe	Co	Zn	Se
Томская область, n=518 (наши данные)	25	248	700	0,3	30	0,042	123	0,4
	75	805	3450	4,4	332	0,31	225	0,98
Референтные значения, n=2100 (по Скальному А.В., 2003 [22])	25	75	254	0,26	13	0,02	94	0,65
	75	562	611	0,7	27	0,11	183	2,43

Для Se отмечен более низкий уровень в волосах детей по сравнению с референтными значениями.

В литературе рекомендуемые (нормальные) уровни Se указываются в интервале 0,8–5,0 мг/кг [23] и 0,5–1,5 мг/кг [19]. По сравнению с литературными данными, можно сказать, что значения содержания Se в волосах детей в Томской области находятся на нижней границе нормы. Этот факт требует особого внимания медиков.

Таким образом, показано, что в Томской области имеются значительные региональные особенности в элементном гомеостазе условно здоровых детей, связанные, вероятно, как с эколого-биогеохимическими факторами среды постоянного проживания детей, так и традициями питания населения. Результаты следует учитывать при массовой медикаментозной профилактике дефицита макро-, микроэлементов широко рекламируемыми поливитаминно-минеральными комплексами, поскольку они разработаны без учета региональных особенностей элементного обмена детей.

Исследования проведены в рамках реализации ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009-2013 годы (проект 2011-1.2.2-141-005-009).

Литература

1. Агаджанян Н.А., Скальный А.В. Химические элементы в среде обитания и экологический портрет человека. – М.: Изд-во КМК, 2001. – 83 с.
2. Барановская Н.В. Элементный состав биологических материалов и его использование для выявления антропогенно-измененных территорий (на примере южной части Томской области) // Автореф. дисс. на соискание уч. степени канд. биол. наук. – Томск, ТГУ, 2003. – с. 24.
3. Барановская Н.В., Рихванов Л.П. Радиоактивные элементы (U,Th) в волосах детей юга Томской области, как показатель техногенного воздействия // Радиоактивность и радиоактивные элементы в среде обитания человека: Материалы II Международной конференции. – Томск: Изд-во «Тандем - Арт», 2004. – С. 66–69.
4. Барановская Н.В., Рихванов Л.П., Язиков Е.Г. Оценка экологического состояния юга Томской области по комплексу природных сред // Актуальные проблемы геохимической экологии: Труды V Междунар. биогеохимической школы. – Семипалатинск, Казахстан, 2005. – С. 412–415.
5. Бацевич В.А., Ясина О.В. Медико-антропологические аспекты исследования микроэлементного состава волос / В кн. Антропология – медицине. – М.: Изд-во МГУ, 1989. – С. 198 – 220.
6. Виноградов А. П. Геохимия живого вещества. – Л.: Изд-во АН СССР, 1932. – 67 с.

7. Геохимия окружающей среды / Саев Ю. Е., Ревич Б. А., Янин Е. П. и др. – М.: Недра, 1990. – 335 с.
8. Гублер Е.В., Генкин А.А. Применение непараметрических критериев статистики в медико-биологических исследованиях, 1973. – 142 с.
9. Ермаков В. В. Биогеохимическая эволюция таксонов биосферы в условиях техногенеза // Тр. биогеохим. лаб. "Техногенез и биогеохимическая эволюция таксонов биосферы". – М.: Наука, 2003. – Т. 24. – С. 5-23.
10. Жорняк Л. В. Эколого-геохимическая оценка территории г. Томска по данным изучения почв : автореф. дис. ... кан. геол.-мин. наук / Томский политехнический университет ; науч. рук. Е. Г. Язиков. – Томск, 2009. – 22 с.
11. Жук Л.И., Кист А.А. Картирование элементного состава волос // В кн.: Активационный анализ: методология и применение. – Ташкент: ФАН, 1990. – С. 190–201.
12. Зайчик В.Е., Агаджанян Н.А. Некоторые методологические вопросы медицинской элементологии // Вестник восстановительной медицины, № 3(9), 2004. – с. 19-23.
13. Иванова И.Е., Родионов В.А. Содержание макро-, микроэлементов в волосах у здоровых детей Чувашской республики // Здоровоохранение Чувашии, 2011. – № 4. – С. 44–50.
14. Ковальский В. В. Геохимическая экология. Очерки. – М.: Наука, 1974. – 299 с.
15. Межибор А. М. Экогеохимия элементов-примесей в верховых торфах Томской области : автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. геол.-минерал. наук : 25.00.36 / А. М. Межибор. – Томск, 2009. – 22 с.
16. Наркович Д.В., Барановская Н.В. Проявление природных аномалий в составе волос детей // Биокостные взаимодействия в природных и антропогенных системах, 2011. – СПб: ВВМ, 2011. – С. 304–307.
17. Нотова С.В., Мирошников С.А., Болодурина И.П., Дидикина Е.В. Необходимость учета региональных особенностей в моделировании процессов межэлементных взаимодействий в организме человека // Вестник ОГУ, 2006. – №2 (Биоэлементология). – С. 59–63.
18. Пат. 2256401 Российская Федерация, МПК 7 А61В5/103,5/00. Способ оценки состояния здоровья детей 1 группы здоровья. Транковская Л.В., Лучанинова В.Н., Крукович Е.В., Косницкая Е.А. Заявлено 24.06.03. // Научно-технический портал NTPO.COM: сайт [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://ntpo.com/patents_medicine/medicine_14/medicine_214.shtml (дата обращения: 11.05.12)
19. Преображенский В.Н., Ушаков И.Б., Лядов К.В. Активационная терапия в системе медицинской реабилитации лиц опасных профессий. – М., 2000.
20. Рихванов Л.П. Общие и региональные проблемы радиозологии. – Томск: Изд-во Томского политехн. Ин – та, 1997. – 384 с.
21. Скальный А.В. Установление границ допустимого содержания химических элементов в волосах детей с применением центильных шкал // Вестник СПб ГМА им. И. И. Мечникова. – М., 2002. – № 1–2. – С. 62–65.
22. Скальный А.В. Референтные значения концентрации химических элементов в волосах, полученные методом ИСП-АЭС (АНО Центр биотической медицины) // Микроэлементы в медицине. – М., 2003. – Т. 4, вып. 1. – С. 55–56.
23. Скальный А.В., Быков А.Т. Эколого-физиологический аспект применения макро- и микроэлементов в восстановительной медицине. – Оренбург: РИК ГОУ ОГУ, 2003. – 198 с.
24. Таловская А. В. Оценка эколого-геохимического состояния районов г.Томска по данным изучения пылеаэрозолей : автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук / Томский политехнический университет ; науч. рук. Е. Г. Язиков. – Томск, 2008. – 22 с.
25. Ушаков А.А. Использование центильного метода статистики в практике научных исследований // Успехи современного естествознания, 2008. – №5. – С. 150–151.
26. Швецова Д.В. Особенности элементного состава волос детей в Бакчарском районе Томской области // Труды XV Международного научного симпозиума студентов и молодых ученых им. академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр»; в 2-х томах - т. 2 – Томск, Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – С. 531–535.
27. Швецова Д.В. Элементный состав волос детей Зырянского района Томской области // Труды XII Международного научного симпозиума студентов и молодых ученых им. академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск, 2008. – С. 733 – 725.
28. Эколого-геохимические особенности природных сред Томского района и заболеваемость населения / Л.П. Рихванов, Е.Г. Язиков, Ю.И. Сухих, Н.В. Барановская, В.Т. Волков, Н.Н. Волкова [и др.]. – Томск, 2006. – 216 с.
29. Экология Северного промышленного узла г. Томска. Проблемы и решения. / Под редакцией А.М. Адама. – Томск: Изд-во ТГУ, 1994. – 260 с.
30. Язиков Е. Г. Экогеохимия урбанизированных территорий юга Западной Сибири : автореферат диссер. ... доктора геол.-мин. наук. – Томск, 2006. – 45 с.
31. Baranovskaya N.V., Shvetsova D.V., Rikhvanov L.P. Element content in children hair samples (Tomsk Region, Russia) // Trace Elements in Human: New Perspectives: Proc. of the 7th Intern. Symp. – Athens, Greece, 2009. – P. 290–303.
32. Sarmani S. A study of trace element concentrations in human hair of some local population in Malaysia // Journal of Radioanalyt. and Nuclear Chemistry., 1987. – Vol. 110. – № 2. – P. 627–632.
33. Zhuk L.I., Kist A.A. Human hair neutron activation analysis: analysis on population level and mapping // Czechoslovak. J. Phys., 1999. – V. 49. – S. 1. – P. 339 – 346.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ БИОГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ПОДГОТОВКЕ СУБСТРАТА ДЛЯ БИОЛОГИЧЕСКОГО ЭТАПА РЕКУЛЬТИВАЦИИ

А.Н. Никулин, С.В. Ковшов

Научный руководитель профессор Г.И. Коршунов

Санкт-Петербургский государственный горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

Часто в крупных и средних городах России отработанные карьеры используются в качестве объекта размещения отходов. Полигон карьерного типа требует значительно меньшего объема производства земляных работ по сравнению с равнинным. Кроме того, при заполнении выемки одновременно со складированием

отходов производится рекультивация отработанного карьера и восстановление нарушенного ландшафта [3]. Но при заполнении карьера отходами решение проблемы идет не до конца, так как он продолжает оставаться объектом, представляющим потенциальную экологическую опасность. Последнее во многом ограничивает хозяйственное использование этих объектов. Рациональнее использовать карьеры для производства материала для рекультивации с сопутствующим производством биогаза.

При проведении горнотехнической рекультивации земель одним из основных мероприятий является снятие плодородного слоя почвы с площадей, отведенных под горные работы, и хранение ее во временных отвалах, с тем, чтобы впоследствии произвести его отсыпку на рекультивируемую поверхность. После снятия слоя почвы важно не только сохранить ее до начала рекультивации нарушенных земель, но при этом законсервировать или даже улучшить ее плодородие.

Высокий потенциал создания субстрата для биологического этапа горнотехнической рекультивации представляют биогазовые технологии и вермитехнология. Причем наибольший эффект достигается при их совокупном использовании, что мы и предлагаем в своем исследовании.

Для выработки биогаза необходимо заложить бурт мощностью не менее 10 метров. В качестве субстрата для заполнения бурта предлагаем использовать легкоразлагаемую органическую фракцию отходов. Разложение этих отходов завершается в течение 2–4 лет, что вполне удовлетворяет времени хранения грунта, а также способствует ускорению процесса образования биогаза. Как легкоразлагаемые органические отходы можно использовать древесные и волокнистые материалы, такие как кора, опилки, стружка, сено, листва, солома, пищевые отходы и проч.

Скорость образования биогаза является функцией таких показателей, как влажность субстрата, кислотности (рН) и температуры. Для переработки легкоразлагаемых отходов оптимальная влажность находится в диапазоне от 60 до 85%. Выделяют два наиболее оптимальных температурных режима для процесса биоконверсии. Первый интервал: мезофильный (т.к. работают мезофильные бактерии) – от 25–38°C (оптимальная температура 37°C). Второй интервал: термофильный, (т.к. работают термофильные бактерии) – от 45–60°C (оптимальная температура 56°C) [4].

В основе биогазовых технологий лежат сложные природные процессы биологического разложения органических веществ в анаэробных условиях под воздействием особой группы анаэробных бактерий. Метанобразующие бактерии (метаногены) – морфологически разнообразная группа, объединяемая двумя общими для всех ее представителей признаками: облигатным анаэробизмом и способностью образовывать метан. Первые исследования чистых культур, выделенных из рубца жвачных животных, показали, что рост их возможен при начальном окислительно-восстановительном потенциале среды ниже – 300 мВ. Рост некоторых видов полностью подавляется при содержании в газовой фазе более 0,004% молекулярного кислорода. В последнее время, однако, описаны виды с относительно низкой чувствительностью к O₂. Большинство метанобразующих бактерий имеют температурный оптимум для роста в области 30–40°C, то есть являются мезофилами, но есть виды, у которых оптимальная зона сдвинута в сторону более низких (25°C) или высоких (55–65°C) температур. Все известные представители этой группы – нейтрофилы с оптимальным рН в области 6,5–7,5 [2].

Для дегазации предпочтительнее создать сеть горизонтальных коллекторов (рис. 1).

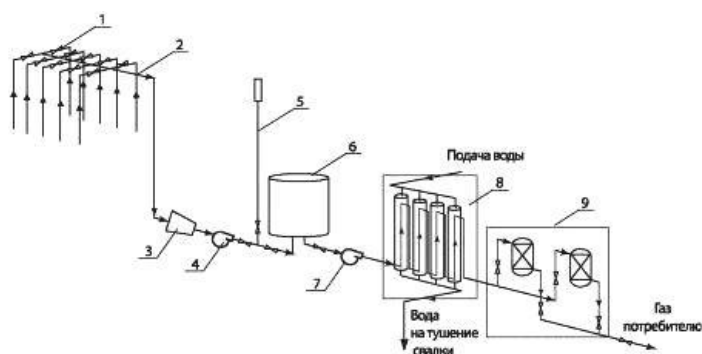


Рис. 1. Схема установки для извлечения и подготовки биогаза в вермитехнологическом бурте:
 1 – система скважин; 2 – коллектор; 3 – конденсатоотводчик; 4, 7 – компрессор;
 5 – свеча; 6 – газгольдер; 8 – абсорбционная установка; 9 – установка для глубокой осушки газа

Горизонтальные системы для сбора биогаза должны быть размещены в поверхностных слоях на глубине 2–4 м. Трубопровод лучше всего изготавливать из полиэтилена высокой плотности. Минимальный диаметр используемых труб составляет 100 мм. При заглубленном расположении трубы закладываются в вырытые в слое субстрата траншеи глубиной не менее 900 мм и обсыпаются гравием или песком слоем до 500 мм. Затем траншея вновь закладывается слоем субстрата. Минимальный наклон горизонтальных трубопроводов составляет 4 угловых градуса в пределах участка бурта, и 1 градус за его пределами.

В качестве сырья для производства биогаза и подготовки рекультивационного субстрата можно использовать осадки сточных вод. Метод анаэробного сбраживания наиболее приемлем для переработки отходов

с точки зрения гигиены и охраны окружающей среды, так как обеспечивает наибольшее обеззараживание и устранение патогенных микроорганизмов. Тем самым, решается два важных вопроса: во-первых, использование биошлама, не пригодного в качестве органического удобрения для агрокультуры и, во-вторых, появление качественного сырья для рекультивации техногенно нарушенных земель (рис. 2).

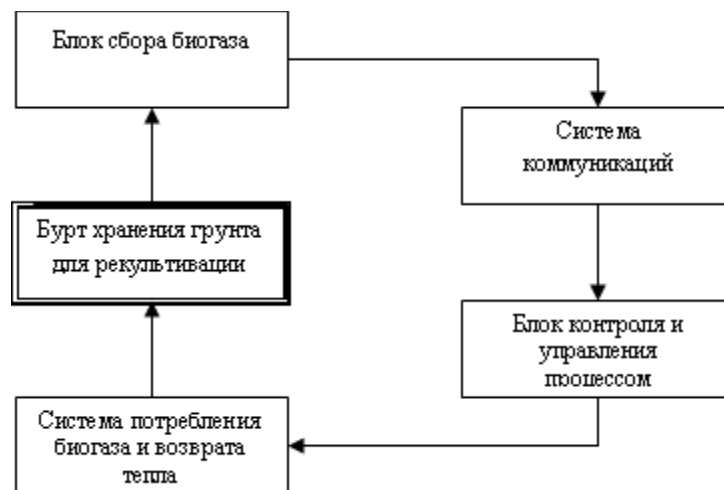


Рис. 2. Предлагаемая схема сбора и использования биогаза

При анаэробной переработке осадков сточных вод и отходов образуется субстрат, который содержит значительное количество питательных веществ. Этот субстрат по механическому, морфологическому, химическому составу идентичен природному гумусу, его принято называть биогумусом. Биогумус в 15–20 раз эффективнее любого органического удобрения. Специфическая микрофлора и ферменты, которые содержатся в биогумусе, способны возобновить «мертвую почву», то есть обеспечить все ее функции и придать ей свойства высокого плодородия [4, 5]. Эти ценные свойства биогумус сохраняет в течение 3–4 годов. Также ресурс биогумуса играет наиболее весомую роль в поддержании экологического равновесия в почвах, который является питательной средой для грунтообразующих микроорганизмов, которые стимулируют питание растений, их ростовые процессы [1, 6].

Все выше изложенные факты указывают на высокий потенциал использования биогазовых технологий для подготовки субстрата, используемого при рекультивации нарушенных земель.

Литература

1. Горюва А.И., Орлов Д. С., Щербенко О. В. Гуминовые вещества. – К.: Наукова думка, 1995. – 201 с.
2. Гусев М. В., Минеева Л. А.. Микробиология. – М.: Издательство Московского университета, 1985. – 376 с.
3. Чертеж К. Л. Использование ТБО при рекультивации карьеров / К. Л. Чертеж, Д. Е. Быков // ТБО, 2006. – №8. – С. 18–20.
4. Reinhold J. Eine Möglichkeit der Ableitung der Stickstoffwiesamkeit organischer Dunger aus stofflicher Zusammensetzung und Humusreproduktionsleistung einschliesslich Auswirkungngen auf die betriebliche Stickstoffbilanz. – VDLUFA, Schriftenreihe, Band 61, Bonn 2005
5. Reinhold J. Einordnung von Komposten in die „Gute fachliche Dündungs praxis" unter besonderer berucksichtigung der Humusversorgung landwirtschaftlicher. – Boden, Rostok VDLUFA, 2004. – 116 p.
6. VDLUA. Stadtpunkt Humusbilanzierung, Methode zur Beurteilung und bemmessung der Humusversorgung von Ackerland, Bonn 2004.

ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ТЕХНОСФЕРУ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМЫ ОБРАЩЕНИЯ СЖИЖЕННОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО ГАЗА

М.В. Омельчук

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Сжиженные углеводородные газы (СУГ) предназначены для их использования в качестве бытового и технологического топлива. СУГ находят применение и как топливо для автомобильного транспорта. Несмотря на актуальность применения сжиженного газа, возникают проблемы его производства и использования. Если природный газ транспортируется по газопроводам, то сжиженный газ по трубопроводам транспортируется до потребителя только на небольшие расстояния, а в основном перевозится автомобильным или другими видами транспорта.

Технологическая схема распределения сжиженных углеводородных газов (СУГ) включает доставку газа с газоперерабатывающих заводов на газонаполнительные станции, слив СУГ на газонаполнительных станциях в емкости резервуарного парка, расфасовка его в емкости различного объема, доставка СУГ потребителям или на газонаполнительный пункт или на промежуточный склад баллонов.

Основным объектом снабжения потребителей сжиженным газом являются газонаполнительные станции, куда СУГ поступает с кустовых баз сжиженных углеводородных газов железнодорожным, водным, автомобильным транспортом или по газопроводам, а также газонаполнительные пункты. Чаще всего СУГ доставляется автомобильным транспортом, оборудованным автоцистернами емкостью 3, 5, 8 т. На газонаполнительных пунктах происходит заправка СУГ в баллоны.

Анализ состава углеводородных сжиженных газов показывает, что в основном их компонентами являются пропан, бутан либо их смесь, а также добавки этилена, пропилена, бутилена. Жидкий остаток содержит в основном углеводороды (в т.ч. C5 и выше) не более 2%, а в смеси пропана и бутана технической зимней - не более 1%. Избыточное давление насыщенных паров всех видов газов при температуре $T = +45^{\circ}\text{C}$ составляет не более 1,6 МПа, а при $T = -20^{\circ}\text{C}$ - 0,16 МПа (смесь пропана и бутана техническая зимняя).

Данные инвентаризации валовых выбросов, например, базы сжиженных газов производительностью 34297,9 т/год показывают, что в год в атмосферу выбрасывается 2,9054 т/год смеси пропан-бутан, что составляет 0,0085% по массе, 0,0003 т/год – меркаптановой серы или 0,000001% по массе.

Кроме перечисленных ингредиентов, в атмосферу выбрасываются загрязняющие вещества от вспомогательных производств, размещенных на базах хранения и объектах снабжения сжиженным газом. К вспомогательным службам относятся котельные, где сжигается углеводородное топливо, ремонтно-слесарные участки, где проводятся сварочные работы, автомобильный транспорт. От вспомогательных производств в окружающую среду выбрасываются продукты сгорания углеводородных топлив: оксиды углерода, азота, бенз(а)пирен и др.

Для исключения отрицательного экологического воздействия выбросов от баз хранения и объектов снабжения сжиженным газом на окружающую среду необходимо знать их количественный состав и проводить прогнозные оценки загрязнения окружающей среды.

Рассмотрим подробнее некоторые экологически ненадежные объекты СУГ.

Железнодорожная сливная эстакада предназначена для соединения технологических газопроводов кустовых баз сжиженных углеводородных газов с железнодорожными цистернами при отборе из них сжиженного газа. Эстакада оборудована шестнадцатью сливными устройствами. Каждое сливное устройство имеет 3 патрубка отключающей арматурой: задвижками, вентилями, обратными клапанами и металлорукавами для присоединения к сливным вентилям железнодорожных цистерн. Из них два патрубка для жидкой фазы и один - для газовой.

После окончания слива СУГ из цистерны закрывают угловые вентили жидкой фазы на головке цистерны, закрывают вентили на стояке жидкой фазы эстакады, а после отсасывания паровой фазы закрывают и соответствующие вентили паровой фазы на железнодорожной цистерне, стояках эстакады, и через «свечи» выпускают остатки бутан-пропановой смеси, оставшиеся в гибких шлангах, в атмосферу. Таким образом, загрязняющими веществами при разгрузке и после нее в металлорукавах остаются остатки жидких фракций СУГ: бутан, одорант.

Ежегодно на кустовых базах сжиженных углеводородных газов в цистернах поступает 35,9 тыс. т сжиженного газа. Резервуарный парк предназначен для хранения бутано-пропановой смеси СУГ. Он включает от 5 до 20 горизонтальных цилиндрических емкостей по 50–100 м³ газа каждая. Емкости – сосуды, работающие под давлением, оборудованные устройствами для налива, слива, отвода паровой фазы и измерений уровня предохранительными клапанами, срабатывающими при давлении 1,6 МПа и более.

При хранении СУГ необходимо учитывать особенности их состояния:

- сжиженный газ является жидкостью на линии насыщения, поэтому при нормальных условиях он находится под давлением, которое растет с увеличением температуры окружающей среды; снижение же температуры внешней среды приводит к снижению давления газа, которое может стать ниже атмосферного;

- СУГ в жидком состоянии имеют высокий коэффициент объемного расширения по сравнению с другими жидкостями, поэтому наблюдается интенсивный рост объема с увеличением температуры окружающей среды; в связи с этим при случайных утечках СУГ быстро испаряется с образованием горючей и взрывоопасной смеси с воздухом.

Резервуары снабжены указателями уровня с постоянными трубками, причем вентили при заполнении на таком резервуаре открыты полностью, а заполнение жидкостью продолжается до тех пор, пока из сопла не появится жидкая фракция СУГ. После этого наполнение резервуара прекращают, а емкость считается заполненной.

Каждый год производится ремонт половины резервуаров, при этом остаточный газ (смесь бутана и пропана) из них стравливается в атмосферу. Топливо-заправочный пункт предназначен для заправки автотранспортных средств сжиженным газом. Он имеется на кустовых базах сжиженных углеводородных газов и на автомобильных газозаправочных станциях.

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ на автомобильных газозаправочных станциях являются:

- «свечи» для выпуска газа из шлангов от колонки для заправки газобаллонных автомобилей;
- контрольные вентили на автоцистерне, газобаллонных автомобилях, резервуарах базы хранения;
- наполнительные вентили газобаллонных автомобилей при снятии с них трубины.

Особенностью замеров концентраций загрязняющих веществ на территориях объектов СУГ является кратковременность их выбросов в окружающую среду с низких источников выбросов в зависимости от технологических операций. Продолжительность, периодичность и мощность выбросов СУГ показаны в таблице.

Данные в таблице получены на основе хронометрирования, мощность выброса получена расчетным путем по стандартной методике [2].

Источники выбросов загрязняющих веществ на автомобильных газозаправочных станциях относятся, как это следует из таблицы, в основном к организованным, низким источникам. Кроме того, на автомобильных газозаправочных станциях имеют место «залповые» выбросы, возникающие при проверке срабатывания предохранительных клапанов на резервуарах базы хранения.

Источником загрязнения атмосферного воздуха при заправке баллонов автомобилями СУГ являются кран баллона и двигатели автомобилей при их движении по территории топливно-заправочного пункта. Кроме того, источниками выбросов загрязняющих веществ являются «свечи» для выпусков газа из шлангов от колонки для заправки газобаллонных автомобилей и автоцистерны; контрольные вентили на автоцистерне, газобаллонных автомобилей, дополнительные вентили газобаллонных автомобилей при снятии с них струбины. Выбросы загрязняющих веществ носят кратковременный характер, не периодичны. Источники выбросов относятся к организованным, низким источникам.

Таблица

Продолжительность и периодичность выбросов компонентов СУГ в зависимости от технологических операций для автомобильных газозаправочных станциях

Технологическая операция	Источник выброса и его номер	Продолжительность, сек	Периодичность	Загрязняющие вещества	Мощность выброса, г/сек
Слив СУГ автоцистерн	1. Контрольный вентиль	2-3 раза по 2-4 сек	По мере поступления автоцистерн	Бутан	3,81
	2. «Свеча» от шланга	20 сек		Бутан Этилмеркаптан	3,266
Заправка газобаллонных автомобилей	3. Контрольный вентиль	2-3 раза по 2-4 сек	По мере поступления автомобилей	Бутан Этилмеркаптан	4,64
	4. «Свеча» от шланга	10-20 сек после окончания смены	3 раза в сутки	Бутан Этилмеркаптан	34,95
	5. Дополнительный вентиль при снятии струбины	1 сек	По мере поступления автомобилей	Бутан Этилмеркаптан	0,3038
Заполнение резервуаров базы хранения	6. Контрольный вентиль	2 раза по 2-4 сек	По мере поступления автоцистерн	Бутан Этилмеркаптан	28,6

Имеют место и «залповые» выбросы при срабатывании предохранительных клапанов на резервуарах базы хранения. Проверка сбросных клапанов осуществляется (не менее двух клапанов) 1 раз в месяц. Загрязняющие вещества – сжиженные углеводородные газы, в основном пропан, бутан и одоризатор – этилмеркаптан (классы опасности, соответственно, 4 и 2) [1].

При заправке баллонов автомобилями и от работающих двигателей в атмосферный воздух выделяются следующие загрязняющие вещества: оксид углерода, оксид и диоксид азота, сернистый ангидрид и углеводороды предельные C1-C5.

Предупреждением аварийных сбросов является соблюдение технологических параметров основного производства и обеспечение нормальной эксплуатации сооружений и аппаратов.

Литература

1. Котельников Н.С. Промышленная безопасность объектов снабжения и хранения сжиженного углеводородного газа // Безопасность труда в промышленности, 2002. – № 8. – С. 27–31.
2. Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. ОНД-86. – Л.: Госгидрометеиздат, 1987.

БИОИНДИКАЦИОННЫЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ НА ОСНОВЕ РАСТЕНИЙ В ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКОМ МОНИТОРИНГЕ

К.Н. Орлова

Научный руководитель профессор А.В. Градобоев

Юргинский технологический институт Национального исследовательского Томского политехнического университета, г. Юрга, Россия

Формирование, развитие и жизнедеятельность природных экосистем напрямую зависит от степени воздействия техногенных факторов различной природы. В процессе индустриализации происходит угнетение растений, перестройка функционирования основных процессов жизнедеятельности. В связи с чем, наряду с инструментальными (физическими, химическими) методами исследования, биоиндикация окружающей среды

является незаменимым способом геоэкологического мониторинга, поскольку важным является не только измерение её параметров, но и изучение ответной реакции живых систем на её воздействие.

Большинство физико-химических методов сводятся к использованию предельно допустимых концентраций, уровней, предельно допустимых выбросов и аналогичных показателей. Сейчас предельно допустимые концентрации и уровни установлены для нескольких тысяч веществ. Однако в мире используются несколько миллионов веществ и каждый год появляются новые химические соединения и материалы. Поэтому достаточно сложным является своевременное установление зависимости влияния нового вещества и материала на функционирование флоры. Несмотря на то, что пороговые нормы необходимы, предельно допустимая концентрация является величиной достаточно относительной. Для многих веществ в предельно допустимом уровне или концентрации не заложены оценки мутагенности и канцерогенности. Крайне сложно установить нормы на сочетания веществ, которые могут усиливать действие друг друга. Поэтому в дополнение к инструментальным физико-химическим методам используются методы биологической индикации.

Биоиндикационный мониторинг осуществляется на различных уровнях организации биосферы: макромолекулы, клетки, органа, организма, популяции, биоценоза [2]. Очевидно, что сложность живой материи и характера ее взаимодействия с внешними факторами возрастает по мере повышения уровня организации. В этом процессе биоиндикация на низших уровнях организации должна диалектически включаться в биоиндикацию на более высоких уровнях, где она предстает в новом качестве и может служить для объяснения динамики более высокоорганизованной системы.

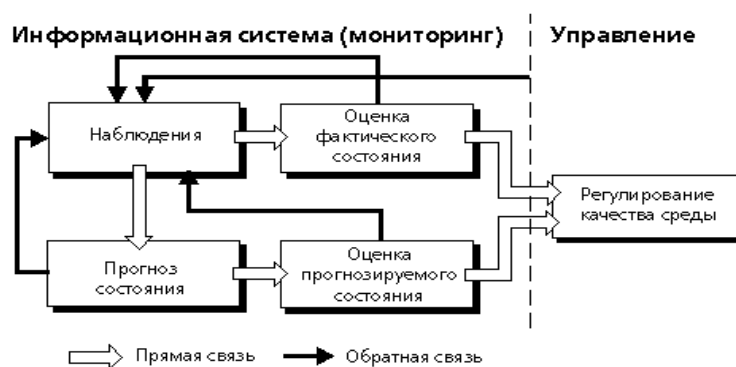


Рис. Система биомониторинга

Конечной целью любого экологического мониторинга является регулирование состояния окружающей среды. На основе наблюдений делается прогноз состояния и оценка фактического состояния, что должно приводить к конечной цели – регулированию качества среды (рис.).

Лимитирующие факторы могут быть как естественные (изменение температуры, влажности, химического состава почв и т.д), так и техногенные, которые по сравнению с естественными отличаются более катастрофичным характером проявления. Ответом на стресс (если его воздействие не выходит за пределы зоны угнетения, т.е. не приводит к гибели организма) является значительное изменение морфоструктуры растения.

При организации биомониторинга необходимо выбрать постоянные участки с доминантными видами растительности. Наблюдения над хорошо знакомыми растениями, деревьями, мхами и лишайниками должны быть регулярными. Оценка состояния флоры проводится по следующим показателям:

- обилие (число растений на единицу площади);
- частота (отношение числа особей одного вида к общей численности особей, выраженное в процентах);
- доминантные виды с наибольшей продуктивностью.

При проведении мониторинговых исследований растений особое внимание уделяется морфологическим признакам листьев, хвои, особенностям пигментации на стволе, листьях, цветах, выявлению разного рода аномалий вегетативных и генеративных органов (отмирают ли почки, изменяется ли ветвление побегов). Внешние признаки довольно просто регистрируются с помощью специальных приборов или без них: это изменение уровня фотосинтеза, содержания хлорофилла, пигментации, тургора, а также отмечаются морфологические изменения.

Современная практика биоиндикации носит в значительной мере феноменологический характер, выраженный в изложении подмеченных исследователем фактов поведения различных видов организмов в конкретных условиях среды. Иногда эти описания сопровождаются выводами, носящими, как правило, оценочный характер, основанными на чисто визуальных методах сравнения или использовании недостаточно достоверных индексов. Чаще всего такой "прогноз" делается, когда уже известно значение оценки качества экосистемы, например, по прямым или косвенным параметрам среды. В результате этого, роль биоиндикации оказалась сведенной к следующей совокупности действий [1]:

- выделяется один или несколько исследуемых факторов среды;
- собираются полевые и экспериментальные данные, характеризующие биотические процессы в рассматриваемой экосистеме, причем теоретически эти данные должны измеряться в широком диапазоне варьирования исследуемого фактора (например, в условно-чистых и в условно-грязных районах);

• некоторым образом (путем простого визуального сравнения, с использованием системы предварительно рассчитанных оценочных коэффициентов или с применением математических методов первичной обработки данных) делается вывод об индикаторной значимости какого-либо вида или группы видов.

В определенных случаях можно сделать оценку лимитирующего уровня рассматриваемого фактора загрязнения, т.е. выполнить анализ биологически значимых нагрузок. И только в исключительных случаях выполняется собственно операция «индикации», когда с использованием биоиндикаторных показателей прогнозируются неизвестные факторы среды и оценивается их значимость для всей экосистемы в ближайшем и отдаленном будущем.

Растения можно использовать при биоиндикации любых природных сред. С помощью растений – индикаторов можно оценить кислотный состав почвы, ее плодородие, увлажнение, загрязнение, засоление и даже степень минерализации грунтовых вод и загрязнение атмосферного воздуха газообразными соединениями.

Например, загрязнение воздуха соединениями серы удобно повсеместно определять с помощью мхов и лишайники-эпифиты, т.е. лишайники, обитающие на коре деревьев, являются организмами, чувствительными к изменению содержания в воздухе ряда химических элементов и соединений, входящих в состав выбросов большинства промышленных производств. К числу важнейших по влиянию на окружающую среду химических веществ этого ряда относятся сернистый ангидрид, окислы азота, тяжелые металлы, фториды. На содержание в почве свинца указывают виды овсяницы (*Festuca ovina* и др.), полевицы (*Agrostis tenuis* и др.); цинка – виды фиалки (*Viola tricolor* и др.), меди и кобальта – смолевки (*Silene vulgaris* и др.), многие злаки [3].

Основными признаками присутствующего раздражающего фактора являются ранние морфологические реакции – изменение окраски листьев (появление хлорозов, желтая, бурая, бронзовая окраска), некрозы, увядание и опадение листьев. Многолетние растения могут изменять размеры, форму, направление роста и число побегов. Одним из признаков естественного состояния является симметрия листовой пластины (вид симметрии двусторонний). Появление асимметрии свидетельствует о наличии неблагоприятных факторов в природной среде.

При проведении геоэкологического мониторинга биоиндикационными методами необходимо учитывать схожесть симптомов с антропогенными факторами. Например, хлороз листьев может быть вызван как недостатком железа в почве, так и ранними заморозками. Поэтому в определении морфологических изменений у растений необходимо учитывать возможные действия других повреждающих факторов.

Растения другого типа – аккумуляторы. Такое название они получили ввиду особенности накапливать вредные продукты метаболизма, образуемые под действием загрязняющих веществ. Если порог токсичности превышен для определенного растения то могут проявляться ответные реакции, выражаемые в изменении биометрических показателей, длительности фенологических фаз, изменении скорости роста и продуктивности. С помощью растений аккумуляторов можно рассчитать величину стрессового воздействия имея график зависимости дозы от проявленного эффекта [3].

Биомониторинг может осуществляться путем наблюдения за растениями – индикаторами, растениями аккумуляторами или состоянием фитоценоза в целом. На уровне одного популяционного вида обычно производится оценка одного стрессового фактора – загрязнителя. При оценивании фитоценоза в целом оценивается общее состояние природной среды. В Кемеровской области наиболее часто встречающимися растениями для биомониторинга являются мхи и лишайники, подорожник, деревья хвойных пород (желательно сосна) и др.

Целью последующих исследований является проведение экологического мониторинга города Юрги биоиндикационным методом исследования с помощью лишайников.

Литература

1. Биологический контроль окружающей среды, биоиндикация и биотестирование/ под ред. О.П. Мелеховой и Е.И. Егоровой. – М.: Издательский центр «Академия», 2007. – 288 с.
2. Количественная гидроэкология: методы системной идентификации/ Под ред. В.К. Шитикова., Г.С. Розенберга, Т.Д. Зинченко. – Тольятти: ИЭВБ РАН, 2003. – 463 с.
3. Экологический мониторинг: Учебно-методическое пособие / Под ред. Т.Я. Ашихминой. – М.: Академический Проект, 2006. – 416 с.

ХАРАКТЕР ИЗМЕНЕНИЯ СВОЙСТВ И СОСТАВА ПОЧВ НА УЧАСТКАХ РЕКРЕАЦИИ К.С. Павлова

Научный руководитель, ведущий научный сотрудник Ю.В. Робертус
**Горно-Алтайский филиал Института водных и экологических проблем СО РАН,
г. Горно-Алтайск, Россия**

В последние годы в связи с активизацией туриндустрии, резким увеличением туристского потока (более 1,3 млн. чел. в 2011 г.) и транспортных средств, заметно возрос антропогенный пресс на окружающую среду не только традиционных рекреационных районов Республики Алтай, но и более удаленных ее территорий. Развитие туризма в уязвимых горно-долинных ландшафтах, обладающих невысокой рекреационной емкостью, в сочетании с исторически сложившейся нерациональной организацией рекреации и запредельными нагрузками является ведущим фактором деградации природных комплексов, проявленным чаще в водоохраных зонах рек.

Известно, что почвенный покров является наиболее информативной средой для изучения последствий антропогенного воздействия на окружающую среду, а уровни значений физико-химических свойств почв и тенденции их изменения являются чуткими индикаторами специфики и интенсивности этого воздействия. С учетом этого, свойства и вещественный состав почв явились основным предметом проведенного изучения рекреационных участков и "фоновых" ландшафтов в водоохранной зоне р. Катунь на территории Майминского и Чемальского районов республики. Объектом изучения служил поверхностный (0–5, 0–10 см) и нижележащий (10–20 см) слой профиля почв следующих линейных и площадных функциональных зон рекреационных участков – грунтовые дороги, тропы, автостоянки, стоянки туристов.

Полученные результаты показали, что воздействие рекреации в той или иной степени проявляется в изменениях практически всех свойств почвы. При этом степень таких изменений зависит от интенсивности и характера воздействия и уменьшается с глубиной. Так, объемная плотность, являющаяся наиболее объективным показателем уровня воздействия на почву, на участках рекреации составляет 1,38–2,18 г/см³ при среднем 1,68 г/см³, а на фоновых участках 0,94–1,50 г/см³ (среднее 1,26 г/см³). В разрезе функциональных зон наибольшая плотность характерна для линейных объектов концентрированного воздействия – туристских троп и дорог.

Уплотнение почвы в интервале 0–10 см ведет к снижению ее средней пористости почти в 2 раза – от 39,5% на фоновых ландшафтах до 22,2% участках рекреации. Выяснено, что плотность и пористость почв зависят от уровня присутствия в них физического песка (частиц размером 0,01–1 мм), который является важной антропогенно обусловленной составляющей изменения физико-химических свойств почв участков рекреации.

Установлено, что на объектах рекреации доля физического песка увеличивается за счет таких разнонаправленных процессов как выбивание (вынос) гумуса из верхнего слоя почвы и привнос песка на обуви отдыхающих и на колесах их автотранспорта. На многих линейных (тропы, дороги) и реже площадных зонах наблюдается привнесенный поверхностный слой песка мощностью 2–10 см.

Под воздействием рекреации, наряду с механическими свойствами почв, изменяются их водно-физические показатели. Так, влажность почвы на участках рекреации составляет 12–35% при среднем 22% (на фоновых – 18–42%, среднее 2%). Следовательно, уплотнение почв приводит к снижению их увлажненности (иссушению) на 20–25%, а в верхнем слое до 30% и более.

На рекреационных участках почвы по сравнению с фоном характеризуются повышенными значениями рН (с 6,24 ед. на тропях до 7,03 ед. на автостоянках). Причинами их подщелачивания являются выбросы (проливы) углеводородных топлив и увеличение карбонатности почв, которая в фоновых почвах составляет в среднем 1,5%, а в почвах рекреационных участков – 2,4%, то есть увеличивается более чем в 1,5 раза.

На участках массовой рекреации, особенно на туристских стоянках и тропях, заметно снижены по сравнению с фоном значения важных в экологическом плане показателей – потенциального плодородия почв (содержание гумуса) и их защитных свойств (емкость поглощения).

Анализ распределения изученного комплекса физико-химических свойств почв рекреационных участков позволил установить их сопряженные между собой изменения в следующем ряду основных функциональных зон, отличающихся, в первую очередь, по степени уплотнения почвы: туристские стоянки – 1,08, автостоянки – 1,17, тропы – 1,36, грунтовые дороги – 1,45 единиц фона (рис.). Этот ряд отражает усиление механического воздействия на почвы, сопровождающегося нарастанием их подверженности водной эрозии.

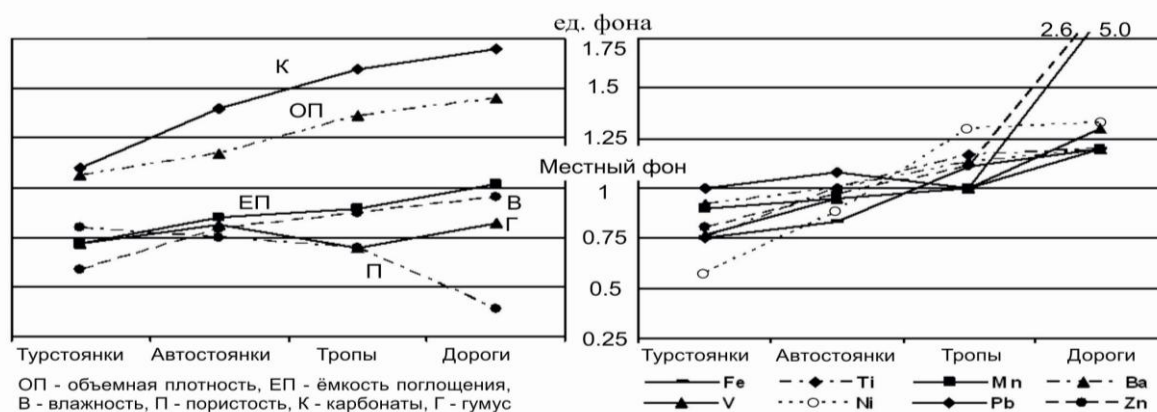


Рис. Отношение к фону физико-химических свойств (слева) и микроэлементного состава (справа) почв

В пределах этих зон объемная плотность верхнего слоя почв в целом на 33% выше, чем на фоновых участках (в интервале 10–20 см плотность выше на 16%), то есть наиболее сильному воздействию подвергаются верхние слои почвы, однако изменения захватывают и нижележащие слои. Анализ корреляционных связей физико-химических свойств почв в этих слоях показал наличие тесных линейных зависимостей между ними.

Большинство из изученных физико-химических свойств почв рекреационных участков имеют между собой значимые (при уровне 95%) корреляционные связи. Примечательно, что число значимых связей для почв рекреационных объектов в два раза больше, чем для фоновых участков, причем треть из них приходится на связи их плотности с другими свойствами. Это дает основание предполагать, что уплотнение почв приводит к

перестройке связей физико-химических свойств почв, в том числе к появлению новых связей между ними, особенно для плотности верхнего слоя почвы.

Идентичные особенности связей физико-химических свойств проявлены между верхним (интервал 0–10 см) и нижележащим (10–20 см) слоями почв, подверженных воздействию рекреации, на основании чего можно предполагать, что нижележащий слой почв испытывает более слабую структурную перестройку и имеет промежуточное состояние между фоновыми и рекреационными почвами.

В процессе исследования предварительно изучен характер практически не освещенных в научной литературе изменений вещественного состава почв, подверженных воздействию рекреационной деятельности, в том числе их химического и бактериологического загрязнения со стороны рекреантов.

Уровни присутствия большинства из 38 изученных спектральным полуквантитативным анализом химических элементов в почвах вышеотмеченного ряда функциональных зон рекреационных участков в целом повторяют картину распределения их физико-химических свойств. Величина их отклонения от местного фона почв составляет в среднем 10–30 % и, как правило, заметно нарастает от туристских стоянок к грунтовым дорогам. При этом среднее содержание свинца, цинка и кальция в почвах грунтовых дорог превышает фон в 5, 2,6 и 1,5 раза соответственно (рис.).

Небезынтересно отметить, что в почвах рекреационных участков заметно (более чем в 4 раза относительно фона) увеличилось число значимых связей между химическими элементами, в основном, за счет появления новых связей у кальция (результат повышения карбонатности почв), калия и бария. Это указывает на однотипный с поведением физико-химических свойств характер изменения уровня присутствия элементов в рекреационных почвах, выражающийся в упорядочении структурных особенностей почв при их уплотнении под воздействием рекреации. Можно предполагать, что это явление носит универсальный характер и имеет место для других показателей состояния и состава рекреационных почв.

Полученные данные указывают на то, что максимальные изменения вещественного состава исходных почв на участках массовой рекреации присущи почвам кострищ, испытавших высокотермальное воздействие. В них четко выделяется поверхностный пирогенный (обожженный) слой почвы мощностью от первых см до 5–10 см, в котором отчетливо накапливается специфическая ассоциация элементов. Аномально повышенный уровень этого накопления характерен для фосфора (13,7 ед. фона), кальция (11,5), стронция (4,1) и элементов полиметаллической группы (Cu, Zn, Pb, Ag, Ba), чьи средние концентрации превышают фон в 1,6–6,5 раза.

Помимо превышения фона, максимальные, а иногда и средние концентрации ряда элементов (марганец, ванадий, никель, свинец, цинк) превышают норматив ПДК для почв от 1,2 раза (Mn, Ni) до 3–3,3 раза (Pb, Zn). Большинство из них накапливается в самом верхнем слое почв кострищ. Установлено, что в интервале 0–5 см содержание бария, серебра, марганца, стронция, цинка, фосфора и кальция в 1,5–7,7 раза выше, чем в интервале 5–10 см. Таким образом, почва верхнего слоя кострищ относится к загрязненным почвам и представляет реальную экологическую опасность для рекреантов.

Другим специфическим загрязнителем почв участков массовой рекреации являются азотистые соединения, конечным продуктом трансформации которых являются нитраты. Их содержание в почвах достигает 16,6 мг/кг или 0,4 ПДК. Наибольшее среднее содержание нитратов (8,7 мг/кг) проявлено в почвах самостоятельных туристских стоянок, что вполне объяснимо с позиции их минимального благоустройства. Отметим, что уровень присутствия нитратов в почвах всех функциональных зон участков рекреации превышает местный фон в 3–10 раз.

Специфическим загрязнителем почв рекреационных участков являются также нефтепродукты, в наибольшей степени, проявленные в почвах грунтовых дорог – до 100 мг/кг при среднем 85 мг/кг. Повышенные концентрации нефтепродуктов (до 59 мг/кг) установлены и на стоянках туристов, на которых, как правило, присутствуют и их транспортные средства.

Полученные результаты позволяют сделать следующие предварительные выводы:

- состояние физико-химических свойств почв является индикатором интенсивности антропогенного воздействия на участки рекреации;
- изменения физико-химических свойств почв рекреационных участков проявляются, в основном, в интервале глубин 0–5 (10) см и распространяются до глубины 20 см и более;
- основные изменения физико-химических свойств почв при нарастании рекреационной нагрузки заключаются в увеличении значений pH, карбонатности, доли физического песка на фоне уменьшения содержания гумуса и емкости поглощения почв;
- одновременно с изменениями физико-химических свойств происходит однотипное и пространственно сопряженное изменение уровня присутствия ряда химических элементов в почвах, что позволяет предполагать единство формирующих их источников и процессов.

Таким образом, изученные негативные в экологическом плане изменения физико-химических свойств и загрязнение почв рекреационных территорий Республики Алтай носят комплексный сопряженный характер и характеризуются локальным распространением в пределах основных функциональных зон участков рекреации.

ИССЛЕДОВАНИЕ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКОСИСТЕМ ГОРЯЧИХ ИСТОЧНИКОВ**Т.А. Перминова, Е.В. Денисова**

Научный руководитель доцент Н.В. Барановская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Экосистемы горячих источников включают в состав биоценоза микробные сообщества (маты), осуществляющие активную функцию в миграции химических элементов. Маты – биоценозы, состоящие из прокариот и располагающиеся на дне водоемов или в их прибрежной зоне. По форме наиболее похожи на плёнки плесени. Древние бактериальные маты являлись единственными биоценозами на Земле. Первые находки литифицированных остатков цианобактерий, сохранившихся в геологических отложениях, датируют 3,6 млрд. лет. Наиболее значительное по масштабам формирование строматолитовых отложений связано с широким распространением цианобактериальных матов и зафиксировано в периоды 2 и 1 млрд. лет. В современном мире цианобактериальные маты вытеснены в экстремальные условия обитания. Таковыми являются места разгрузки гидротермальных источников, где развиваются термофильные сообщества [1].

Мат представляет собой плотный многослойный "ковёр" общей толщиной до 2 см; основу его составляют нитчатые либо пальмеллоидные цианобактерии, однако помимо них в формировании сообщества участвует множество самых различных микроорганизмов. Внутри мата легко различимы несколько функционально дискретных слоев (рис.):

Итак, мат представляет собой высокоинтегрированное сообщество с чрезвычайно сложно организованной трофической структурой, два верхних слоя составлены продуцентами и консументами первого порядка («растениями» и «травоядными»), соединенными в пищевую цепь пастбищного типа, а нижний слой сформирован редуцентами («падальщиками»), получающими органику из верхних слоев по детритной цепи (рис.). Более того, измерения показали, что мат является вообще одной из самых сбалансированных экосистем: он производит ровно столько органики и кислорода, сколько тут же расходует в процессе своей жизнедеятельности (нулевой баланс) [3].

Цель работы: оценить экологическое состояние Байкальского региона, используя экосистемы горячих источников. Такие исследования ранее не проводились. Пробы предоставлены профессором Бурятского Государственного Университета Тайсаевым Трофимом Табановичем.

В настоящее время для экосистем горячих источников Байкальского региона нами получены результаты инструментального нейтронно-активационного анализа, выполненного в ядерно-геохимической лаборатории кафедры ГЭХ ТПУ на базе исследовательского ядерного реактора.

Инструментальный нейтронно-активационный анализ (ИНАА) основан на регистрации излучения радиоактивных нуклидов, образующихся при облучении исследуемых проб потоком нейтронов. Облучение проб производилось в ядерном реакторе при потоке медленных нейтронов. Возникающее под действием нейтронов в исследуемых пробах гамма-излучение фиксировалось с помощью спектрометра. Вместе с исследуемыми пробами в одинаковых условиях облучались и стандартные образцы [2]. Определения содержаний химических элементов производилось путем сравнения интенсивностей излучения проб и стандартных образцов в выбранных энергетических интервалах спектрометра, а при простом спектре гамма-излучения – по измерениям интегрального гамма-излучения. После окончания облучения пробы выдерживались некоторое время («остывание»), после чего направлялись на анализ. Последний выполнялся непосредственно на пробе.

ИНАА отличается рядом достоинств:

1) обеспечивает количественные определения многих химических элементов из одной навески; 2) практически исключает зависимость результатов определений от химических свойств элементов; 3) обеспечивает возможность анализа малых навесок.

Результаты анализа представлены в виде моноэлементных гистограмм, выполненных по средним значениям содержаний.

Согласно построенным гистограммам распределения элементов в матах, можно сделать заключение:

- 1) В точке отбора проб №1 наблюдаются повышенные содержания Na, Zn, As, Br, Cs, Lu, Au.
- 2) В точке № 2 не выявлены высокие концентрации элементов, значения не превышают средние.
- 3) Точка № 3 характеризуется высокими содержаниями Na, Ca, Lu, Cs, Sr, Br.
- 4) В точке №4 выявлены повышенные содержания Na, Lu, Hf, Cs, Th, U.
- 5) В точке № 5 отмечены повышенные концентрации практически всех элементов: Na, Ca, Sc, Cr, Yb, Lu, Hf, Ta, Nd, Sm, Eu, Tb, Cs, Ba, La, Ce, Rb, Sr, Sb, Fe, Co, As, Au, Th, U.
- 6) Точка № 6 характеризуется высокими содержаниями Cr, Nd, Sm, La, Ce, Th, U.
- 7) Точка №7 отличается повышенными концентрациями Sr, Th и U.
- 8) В точке отбора проб №8 выявлены высокие содержания Cr, Tb, Sr, Ag, Sb. Также наблюдается самое высокое содержание Au.
- 9) Точка № 9 характеризуется высокими концентрациями Sr, Ag.

С помощью геохимических кларков ноосферы (по Н.Ф. Глазовскому, 1982) были подсчитаны кларки концентрации выявленных элементов в матах, построены ассоциативные геохимические ряды для каждой точки отбора пробы.

Специфика геохимических рядов отражает следующий характер концентрации элементов в матах:
 - по данным анализа практически во всех объектах прослеживается ассоциация Au, Ag, в начале ряда.
 - наиболее напряженным по количеству элементов, превышающих ноосферный кларк, можно считать точку отбора №5 (кларк ноосферы превышают 8 элементов).

- точка отбора №8 характеризуется значительным превышением кларка по Au

- 1) Au(86)-Zn(8,6)-Ag(2)-Ba(1,5)
- 2) Zn(11)-Au(2,9)-Ag(2)-Ba(1,3)
- 3) Au(36)-Ag(2)-Sr(1,6)-Zn(1,1)
- 4) Au(2,9)-Ag(2)
- 5) Au(39)-Ba(10)-Zn(2,5)-Cs(2,4)-Ag(2)-Sr(1,2)-Fe(1,1)-Sb(1)
- 6) Au(5,8)-Ag(2)
- 7) Au(2,9)-Ag(2)-Sr(1,4)
- 8) Au(122)-Ag(4,8)
- 9) Au(15,9)-Ag(3,6)

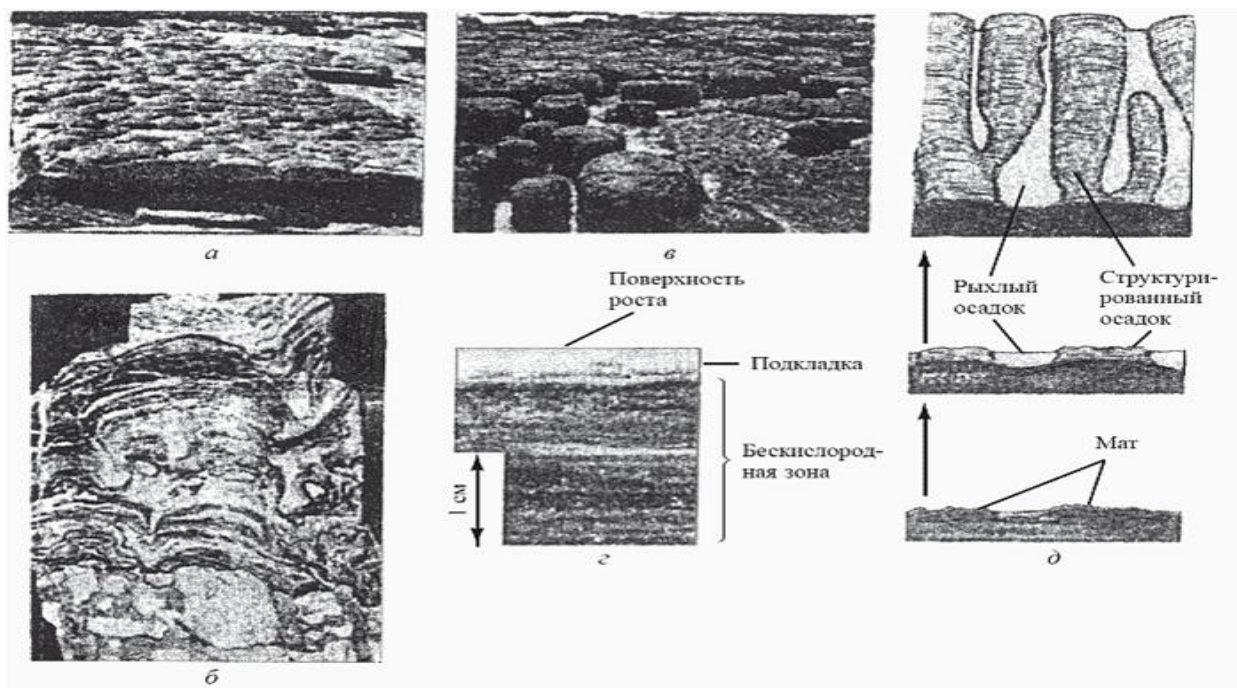


Рис. Маты и строматолиты – современные и ископаемые: (а) – ископаемые строматолиты, общий вид; (б) – они же, в разрезе; (в) – современные строматолитовые постройки в Шарк-Бэй, Австралия; (г) – поперечный разрез мата; (д) – образование строматолита матом (схема) [3]

Таким образом, первые результаты изучения биоценозов горячих источников, располагающихся в районе озера Байкал показали, что элементный состав матов значительно отличается по геохимическим спектрам накапливаемых элементов в зависимости от места расположения источника. Это позволяет говорить о возможности использования биогеохимических показателей в индикации экологического состояния данных экосистем.

Литература

1. Лазарева Е.В., Брянская А.В., Жмодик С.М., Смирнов С.З., Пестунова О.П., Бархутова Д.Д., Полякова Е.В. Минералообразование в циано-бактериальных матах щелочных гидротерм Баргузинской впадины Байкальской рифтовой зоны // Доклады АН, 2010. – Том 430. – № 5. – С. 675–680.
2. Справочник по геохимическим поискам полезных ископаемых / Под ред. Соловова А.П., Архипова А.Я., Бугрова В.А. и др. – М.: Недра, 1990. – 335 с.
3. Строматолиты (маты) – экосистемы докембрийских бактерий / Биология и медицина [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.medbiol.ru/medbiol/lifehist/0008b3c8.htm#000db3fc.htm> (дата обращения 10.10.2011)

РЕЗУЛЬТАТЫ МОНИТОРИНГА РАДОНА В СЕВЕРОМУЙСКОМ ТОННЕЛЕ

К.А. Пинчук

Научный руководитель профессор А.И. Булнаев

Иркутский государственный технический университет, г. Иркутск, Россия

Радон – самый тяжелый из благородных газов, которые раньше называли инертными газами. Он не имеет ни запаха, ни вкуса, прозрачен и бесцветен. Опасность радона для человека заключается в том, что, будучи газом, он попадает в организм человека при дыхании и может вызвать пагубные для здоровья последствия, прежде всего - рак легких. Но не так опасен сам радон, как дочерные продукты его распада: В1-214, Рb-214, Ро-218. Плотность радона при 0°C равна 9,81кг/м³, это почти в 8 раз больше плотности воздуха. Поэтому радон накапливается в подвалах, горных выработках, пещерах, тоннелях и т.п. Радон легко подвижен и атмосферными потоками переносится на большие расстояния, он также довольно хорошо растворим в воде и перемещается вместе с грунтовыми и поверхностными водами [2].

Мониторинг радона в Северомуйском железнодорожном тоннеле проводится с 2003 года после ввода его в эксплуатацию. Актуальность обследований связана с большим количеством людей, занятых в эксплуатации тоннеля. В данной статье рассматриваются результаты обследований 2004, 2005, 2006, 2008, 2009 и 2011 гг. На рисунке 1 изображены схематические разрезы Северомуйского тоннеля. Пикетаж тоннеля разбит на две части: с западного портала от пикета 65 до пикета 0 - западное плечо и от пикета 0/1 до пикета 89 восточного портала – восточное плечо. Тоннель имеет 4 шахтных ствола, которые эксплуатировались при строительстве, а в настоящее время используются для обеспечения системы вентиляции в тоннеле [1].

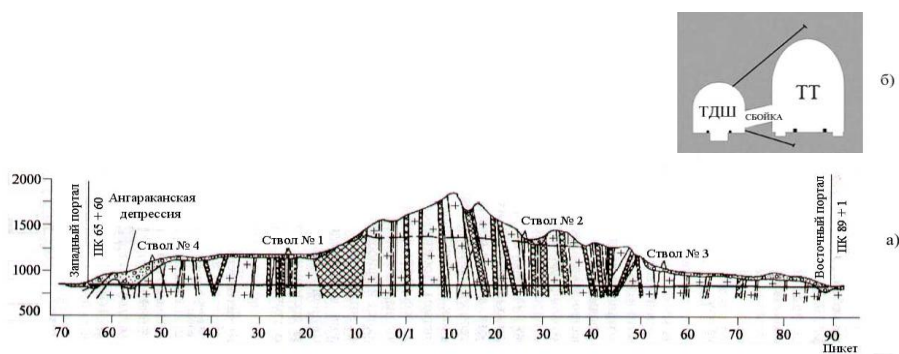


Рис. 1. Схематические разрезы Северомуйского тоннеля: а) – продольный геологический разрез; б) – поперечный разрез, показывающий взаимное расположение транспортного тоннеля, транспортно-дренажной штольни и соединяющих их выработок

Летом 2004 года с целью аттестации рабочих мест персонала, обслуживающего Северомуйский железнодорожный тоннель, Восточно-Сибирским филиалом государственного учреждения здравоохранения «Федеральный центр гигиены и эпидемиологии по транспорту» было проведено обследование Северомуйского железнодорожного тоннеля на радон. В результате было сделано заключение о том, что радиационно-гигиеническая обстановка по значениям эквивалентной равновесной активности радона в воздухе выработки не соответствует нормативу «Нормы радиационной безопасности-99/2009» (п.4.2) – не более 310 Бк/м³.

В августе 2005 г. этим же центром в содружестве с Иркутским государственным медицинским университетом были проведены работы с целью обоснования оздоровительных мероприятий для работников, осуществляющих эксплуатацию Северомуйского железнодорожного тоннеля. В результате обследования было установлено, что концентрация радиоактивного газа радона в воздухе транспортного тоннеля и транспортно-дренажной штольни достигают значений, значительно превышающих предусмотренные действующими нормами радиационной безопасности [3].

В 2006 году лабораторией радиационного контроля Иркутского государственного технического университета по договору с Иркутским государственным университетом путей сообщения проводилось контрольное обследование Северомуйского тоннеля с целью районирования транспортного тоннеля и транспортно-дренажной штольни по степени радиационной опасности, выявления мест с наибольшей концентрацией радона, установления и локализации источников поступления радона в горные выработки. Обследование Северомуйского тоннеля проводилось в два этапа – летний (август) и зимний (декабрь), при разных режимах работы системы вентиляции. Данные контрольного обследования 2006 года подтвердили результаты, полученные в 2004 и 2005 годах – радона в Северомуйском тоннеле аномально много (намного больше, чем в 2004 году). Было установлено, что концентрация радона в дренажной штольне намного больше, чем в транспортном тоннеле. Это связано с тем, что грунтовые воды, насыщенные растворенным радоном, отводятся от тоннеля в штольню, а так же за счёт более эффективного удаления эманаций системой вентиляции в транспортном тоннеле и проходящими поездами. Поэтому далее рассматривается ситуация в штольне.

Зимой 2008, 2011 гг. и летом 2009 г. Восточно-Сибирским филиалом государственного учреждения здравоохранения проводились повторные обследования Северомуйского тоннеля на радон (рис. 2, 3). Результаты

обследования показали, что концентрация радона в тоннеле не уменьшилась и даже местами увеличилась. Это, возможно, связано либо с большим поступлением подземных вод в выработку, чем прежде, либо с напряженностью горного массива, поскольку тоннель находится в зоне повышенной сейсмичности.

Анализ результатов летних исследований распределения радона в транспортно-дренажной штольне (рис. 2) показал, что источником радона в аномальных зонах являются насыщенные этим газом подземные воды, поступающие в штольню из разгрузочных скважин и трещин в стенах выработки; аномальные зоны эквивалентной равновесной объемной активности радона в дренажной штольне находятся у восточного и западного порталов тоннеля и связаны с зонами разгрузки подземных вод, насыщенных радоном; летняя схема работы системы вентиляции не справляется с удалением радона из штольни.

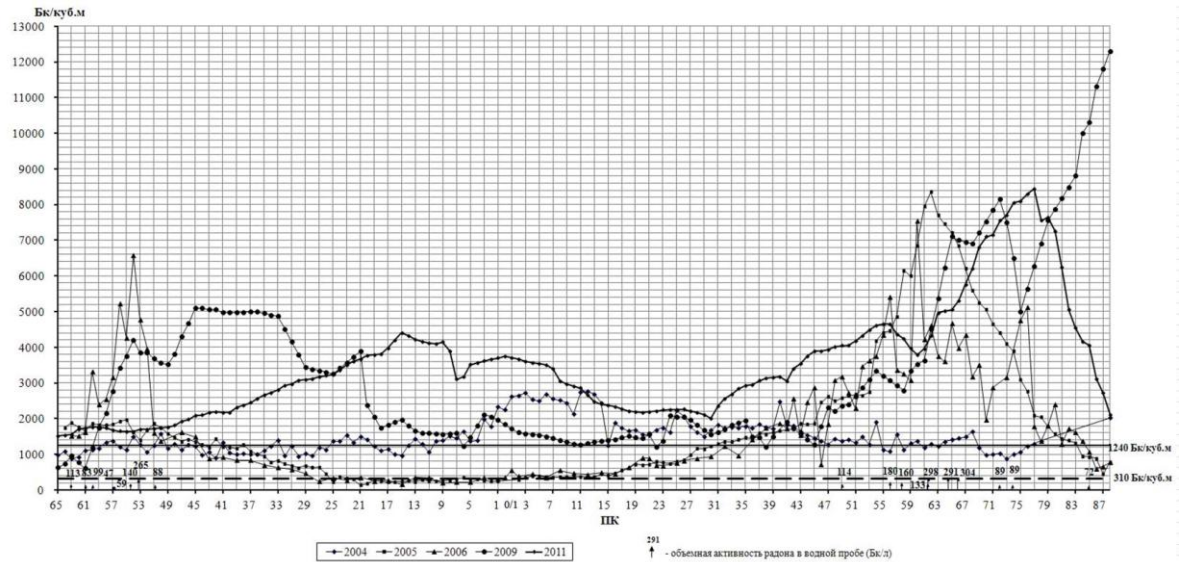


Рис. 2. Эквивалентная равновесная объемная активность радона в воздухе штольни в летний период

Обследование дренажной штольни в зимнее время (рис. 3) показало, что концентрация радона в транспортно-дренажной штольне в зимний период несколько ниже, чем в летний, однако остается аномально высокой. Это объясняется меньшим поступлением дренажных вод в горные выработки зимой, другой схемой работы системы вентиляции и частотой прохождения поездов по тоннелю; в дренажной штольне аномальные зоны эквивалентной равновесной объемной активности радона, наблюдавшиеся летом, сдвинуты в центральную часть выработки; зимняя схема работы системы вентиляции также не справляется с удалением радона из штольни.

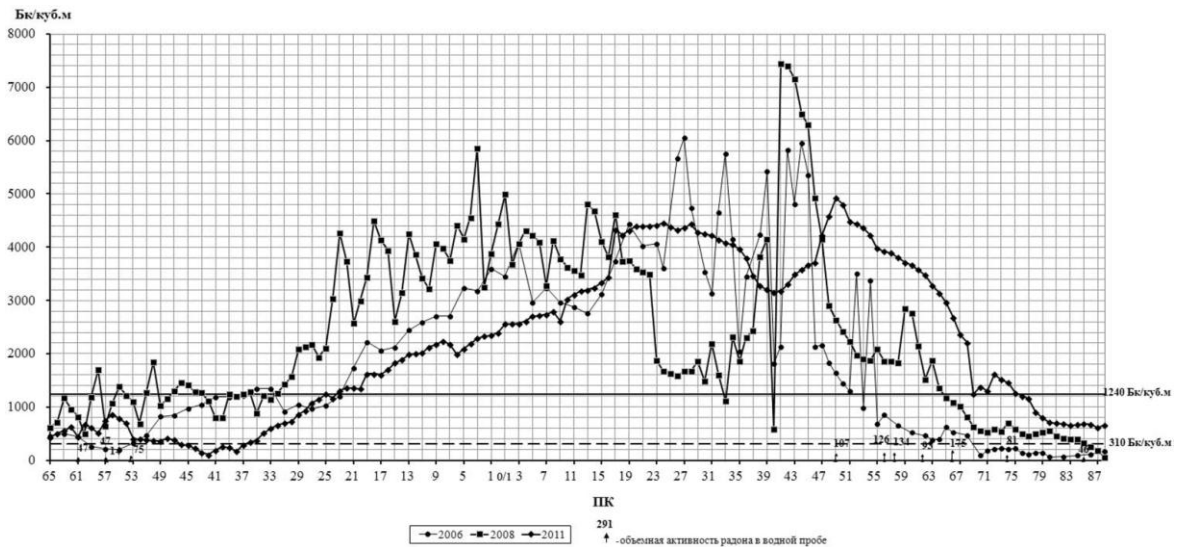


Рис. 3. Эквивалентная равновесная объемная активность радона в воздухе штольни в зимний период

Литература

1. Быкова Н.М., Шерман С.И. Северо-Муйский тоннель – из XX в XXI век. – Новосибирск: Наука, 2007. – 186 с.
2. Несмеянов А.Н.. Радиохимия. –М.: Изд. "Химия", 1972. – 592 с.
3. Нормы радиационной безопасности НРБ – 99 (СП 2.6.1.758-99). – М., 2000. – 119 с.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И МЕТОДЫ УТИЛИЗАЦИИ НЕФТЕСОДЕРЖАЩИХ ОТХОДОВ**Ю.П. Ракитина**

Научный руководитель доцент В.Б. Барахнина

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

В настоящее время на предприятиях нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, на нефтебазах накоплено несколько десятков миллионов тонн нефтешламов, которые образуются при очистке сточных вод, в системе оборотного водоснабжения, бурения, подготовки нефти, во время ремонта оборудования, при чистке резервуаров. Проблема переработки амбарных нефтешламов в нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности до сих пор полностью не решена. Это связано с высокой устойчивостью амбарных эмульсий, особенностями их состава и свойств, постоянно изменяющихся под воздействием атмосферы и различных процессов, протекающих в них [1]. Для нефтяной отрасли характерно образование нефтезагрязненных жидких и твердых отходов - сточных вод и шламов. Последние образуются при строительстве нефтяных и газовых скважин, при промысловой эксплуатации месторождений, переработке нефти, очистке сточных вод, содержащих нефть, а также при чистке резервуаров и другого оборудования. Шламы подразделяют на: легкие, «плавающие» масляные шламы после переработки жидких отходов, тяжелые масляные шламы, немаслянистые шламы.

Легкие масляные шламы получают после переработки жидких отходов на гравитационных сепараторах. К ним относятся флотационные шламы и излишки биологического ила. Тяжелые масляные шламы часто содержат песок. Их собирают со дна емкостей и резервуаров, водосборников и сепараторов. Немаслянистые шламы образуются на стадии декарбонизации при обработке известью и при осветлении воды. В шламы также входят отработанные катализаторы.

С течением времени происходит «старение» эмульсий за счет испарения легких фракций, окисления и осмоления нефти, образования коллоидно-мицеллярных конгломератов, попадания дополнительных механических примесей неорганического происхождения. Устойчивость к разрушению таких сложных многокомпонентных дисперсных систем многократно возрастает, а обработка и утилизация их представляют одну из труднейших задач.

Наметилась тенденция по отдельной переработке нефтешламов в зависимости от условий образования и глубины их залегания в шламонакопителях. В связи с этим возникает необходимость углубленного исследования химического состава, структуры и свойств компонентов шлама [2].

Нефтяные шламы по составу чрезвычайно разнообразны и представляют собой сложные системы, состоящие из нефтепродуктов, воды и минеральной части (песок, глина, ил и т.д.), соотношение которых колеблется в очень широких пределах. Состав шламов может существенно различаться, т.к. зависит от типа и глубины перерабатываемого сырья (нефти), схем переработки, оборудования и др. В основном шламы представляют собой тяжелые нефтяные остатки, содержащие в среднем, % масс.: нефтепродуктов – 10–56, воды – 30–85, твердых примесей – 1,3–46 [3].

Накопление отходов осуществляется на специально отведенных для этого площадках или в бункерах без какой-либо сортировки или классификации. В шламонакопителях происходят естественные процессы – накопление атмосферных осадков, развитие микроорганизмов, протекание окислительных и других процессов, т.е. идет самовосстановление, однако в связи с наличием большого количества солей и нефтепродуктов при общем недостатке кислорода процесс самовосстановления протекает десятки лет.

При хранении нефтяного шлама в шламонакопителях и пополнении их новыми порциями шлама происходит его естественное перемешивание и отстаивание. Причем при поступлении очередного количества шлама в результате перемешивания нарушается условное равновесие системы, которое постепенно восстанавливается, но степень обводнения осадка возрастает, и, вследствие этого, увеличивается его объем. В то же время в результате продолжительного хранения и протекающих при этом физико-химических процессов, характерных для коллоидных систем, происходит концентрирование осадка.

Нефтешламы в амбарах и ловушечные нефти в резервуарах независимо от источников формирования с течением времени отстаиваются и разделяются на три слоя:

- *верхний слой* – мало обводненная нефть с относительно невысоким массовым содержанием механических примесей - от 0,5% (для ловушечных нефтей) до 1,5 (для амбарных);
- *средний слой* – мелкодисперсная эмульсия сложного типа («прямая» и «обратная») с массовым содержанием воды до 70-80% и механических примесей 1,5-15,0%. Средний слой обычно бывает небольшим по объему. Вода и механические примеси в нем могут возрастать монотонно сверху вниз, могут размещаться хаотически по объему, а могут распределяться практически однородно;

- *нижний, придонный слой* – состоит на 70% из твердой фазы, пропитанной нефтепродуктами (до 5-10%) и водой (до 25%), содержание нефтепродуктов относительно постоянно, количество механических примесей растет с глубиной.

При этом жидкая фаза представляет собой стойкую водонефтяную эмульсию [3].

Скапливание на производственных территориях жидких отходов может привести к интенсивному загрязнению почвы, воздуха и грунта. Из веществ, входящих в состав шламов, наибольшую опасность для почвогрунтов представляют минеральные соли, нефть и нефтепродукты.

Загрязнение воздуха происходит в результате испарения углеводородов, находящихся в шламах, почва загрязняется за счет слива из амбаров минерализованной воды с большой концентрацией хлоридов и сульфатов, что небезопасно для верхних пресноводных горизонтов.

Экологическая опасность шламов, прежде всего, определяется их составом и физико-химическими свойствами. В процессах переработки необходимо знать качественный и количественный состав отходов, так как от этого зависит не только способ переработки, но и организация обезвреживания и утилизации шламов, а также факторы, влияющие на их изменение.

В зависимости от условий образования и глубины залегания в шламонакопителях, раздельная переработка шламов позволяет решить как экологические задачи, так и задачи рационального использования нефтепродуктов, содержащихся в нефтешламе.

Выбор метода обезвреживания в основном зависит от количества содержащихся в шламе нефтепродуктов. Методы переработки шламов делятся на неdestructивные и destructивные.

Неdestructивные методы: контролируемая открытая выгрузка; захоронение, требующее тщательного обезвреживания; применение маслянистых шламов в сельском хозяйстве на заброшенных землях, причем время от времени необходимы затраты на аэробную обработку; внесение шлама в качестве органического удобрения, допустимого при выращивании некоторых культур (обуславливает, как и в некоторых из упомянутых выше способах, ограничение концентрации тяжелых металлов и даже полиароматических углеводородов).

Deconstructивные методы включают: сжигание на месте или вместе с бытовыми отходами, что требует обезвреживания; включение в цемент при его производстве влажным путем; аэробная обработка, применяемая только в отношении излишков биологического ила в больших количествах.

В настоящее время известны следующие методы обезвреживания и переработки нефтяных шламов:

- сжигание нефтяных шламов в виде водных эмульсий и утилизация выделяющегося тепла и газов;
- обезвреживание или сушка нефтяных шламов с возвратом нефтепродуктов в производство, а сточных вод в оборотную циркуляцию с последующим захоронением твердых остатков;
- отверждение нефтяных шламов специальными консолидирующими составами с последующим использованием их в других отраслях народного хозяйства, либо захоронением на специальных полигонах;
- переработка нефтяных шламов на газ и парогаз, а также в нефтепродукты;
- использование нефтяных шламов как сырья (компоненты других отраслей народного хозяйства);
- физико-химическое разделение нефтяного шлама (растворители, деэмульгаторы, ПАВ и др.) на составляющие фазы с их последующим использованием [2].

Обобщая вышеизложенные сведения о нефтешламах, нефти и нефтепродуктов в почве и воде, следует еще раз подчеркнуть, что это сложный процесс, на который оказывают влияние особенности гранулометрического состава почв, содержание органического вещества и обменных катионов, а также химический состав нефти и ее свойства. Большое значение также имеет характер их распространения в среде, включая процессы испарения конденсации, диффузии, адсорбции и десорбции, биодegradации под воздействием микроорганизмов и различные реакции абиотического расщепления.

Литература

1. Баширов В.В. и др. Техника и технология поэтапного удаления и переработки амбарных шламов. - М.: Наука, 1992. – 256 с.
2. Владимиров А.И., Ремизов В.В. Экология нефтегазового комплекса: Учебное пособие. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 416 с.
3. Воронцов В.Н. Открытые горные выработки в подготовительных работах при обустройстве нефтегазовых месторождений Среднего Приобья. - Сургут, 1999. – 324 с.

ОСОБЕННОСТИ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ВОД, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В БАЛЬНЕОТЕРАПИИ (НА ПРИМЕРЕ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД ВИШИ, ФРАНЦИЯ)

В.И. Рыбникова

Научный руководитель профессор Л.П. Рихванов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Термальные воды являются важнейшим гидрогеотермальным ресурсом. Одной из сфер применения гидрогеотермальных ресурсов является медицина. Термальные воды в настоящее время широко используются для лечения различных заболеваний. На крупнейших месторождениях теплых и горячих минеральных действуют бальнеологические центры и оздоровительные курорты. О полезных свойствах минеральных термальных вод было известно с древних времен. Сфера применения гидрогеотермальных ресурсов определяется множеством

характеристик воды. При решении вопроса об использовании термальных вод определенных источника необходимо изучить химический состав этой воды, условия формирования и некоторые другие особенности, так как это позволит сделать вывод о целесообразности применения воды в тех или иных целях. При анализе термальной воды, используемой для лечения заболеваний, важнейшей характеристикой является химический состав воды, так как именно он определяет характер воздействия термальной воды на организм человека. Совокупность характеристик исследуемой воды позволяет выявить показания и противопоказания к применению минеральных вод.

Цель работы: изучить химический состав термальной воды Виши и выявить её отличия от других вод, относящихся к такому же геохимическому типу.

Для реализации поставленных целей необходимо выполнение следующих задач:

3. Изучить химический состав термальной воды Виши;

4. Сравнить полученный химический состав воды с химическим составом других вод подобного геохимического типа.

Отбор проб осуществлялся в пригороде г. Виши (Франция) из двух источников («Лиз» и «Дом»). Для анализа химического состава исследуемых терм был использован метод масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой (ИСП-МС, Inductively coupled plasma mass-spectrometry, ICP-MS).

Согласно классификации А. М. Овчинникова воды Виши относятся к гидрокарбонатно-натриевым водам и имеют типичный химический состав $\text{HCO}_3^- \text{Na}$. Следовательно, натрий и гидрокарбонат имеют наибольшие концентрации. Такие воды широко распространены в структурах альпийской складчатой системы, а также в прилегающих к этим структурам зонах эпиплатформенного орогенеза. Концентрация диоксида углерода в термальных водах Виши составляет 908 мг/л. Общая минерализация составляет 10 г/л [1].

В результате анализа элементного состава в термальной воде Виши было обнаружено 68 элементов таблицы Менделеева. Согласно результатам проведенного анализа, концентрация натрия в воде двух источников составляет соответственно 1729 мг/л и 1858 мг/л, что немного выше значений (1696,5 мг/л по Крайнову, 2004), полученных в результате других методов исследования, но, в общем, соответствует литературным данным.

Важной особенностью минеральной воды Виши является наличие в ней относительно высоких концентраций таких элементов как литий (4,71 мг/л и 4,87 мг/л), магний (9,52 мг/л и 10,2 мг/л), калий (98 мг/л и 102 мг/л), кремний (25,27 мг/л и 29,2 мг/л), кальций (50,1 мг/л и 50,6 мг/л). Наличие данных элементов обусловлено условиями формирования термальной воды в рассматриваемом районе. Водовмещающие породы являются одним из источников поступления отдельных элементов в углекислые воды. Северная часть Центрального Массива, в котором сконцентрированы запасы исследуемой термальной воды, представлена вулканическими породами, южная – известняками, гранитами и аспидными (шиферными) сланцами. Переход элементов, содержащихся в этих породах, в подземные воды обусловлен межфазными взаимодействиями в системе вода–порода–газ, интенсифицирующимися в геологических структурах при увеличении геотермического градиента [1].

При этом литий в углекислых водах чаще всего находится в форме соединений и ионов Li^+ , LiC_{10} , LiSO_4 [3].

В составе термальной воды Виши также можно выделить несколько элементов, концентрации которых близки к 1 мг/л. Среди них – железо (0,79 мг/л и 0,58 мг/л), мышьяк (0,73 мг/л и 0,76 мг/л), селен (0,91 мг/л и 0,86 мг/л), бром (1,21 мг/л и 1,26 мг/л) и стронций (1,33 мг/л и 1,45 мг/л).

Большая часть железа находится в подземных водах в форме двухвалентного катиона [1]. В водные растворы железо переходит как при выветривании железосодержащих силикатов, так и при растворении и окислении сульфидных и иных минералов железа [3]. Мышьяк в углекислых водах находится в форме H_3AsO_4 , H_2AsO_4^- , HAsO_4^{2-} , H_3AsO_3 , H_2AsO_3 , AsS_3^{3-} и мышьякорганических соединений. Он поступает в водные растворы при окислении и растворении минералов мышьяка и крайне незначительно – при выветривании силикатов [3]. Содержание брома увеличивается по мере увеличения общей минерализации подземных вод. Его геохимия не связана с глубинными процессами, происходящими при кристаллизации магмы [1]. Повышенное содержание стронция в термальной воде Виши может быть обусловлено его высоким содержанием в известняках, которыми сложена южная часть Центрального массива.

Концентрации остальных элементов значительно меньше 1 мг/л. Их поступление в водные растворы обусловлено чаще всего окислением и растворением содержащих их минералов и выветриванием силикатов [3].

При этом рубидий и цезий находятся в воде только в форме катионов. Германий – в форме H_2GeO_3 , HGeO_3^- и германийорганических соединений [1].

При анализе свойств воды Виши была определена радиоактивность, которая для двух источников соответственно составила 32 мкР/ч и 25 мкР/ч. Радиоактивность воды обусловлена наличием в ней дочерних продуктов распада рядов элементов тория (<0,00005 мг/л) и урана (<0,00005 мг/л).

При сравнении химического состава термальной воды Виши с химическим составом углекислых натриевых минеральных вод различных месторождений, в том числе с водами месторождения «Мухен» (Хабаровский край) было выяснено, что исследуемая вода источников Франции, в общем, имеет типичный состав углекислых натриевых вод, но отличается более высоким содержанием таких элементов как литий, хром, ванадий, рубидий, стронций, цезий, барий (рис. 1). Это может свидетельствовать о более интенсивном взаимодействии в системе вода-порода-газ вследствие высокой температуры. Температура вод Виши (58,1 °С и 58,6 °С) значительно выше температуры вод месторождения «Мухен» (7 °С). Однако содержание карбонат-иона в термальных водах Виши (4344 мг/л [1]) значительно ниже, чем в водах месторождения «Мухен» (7575 мг/л [2]).

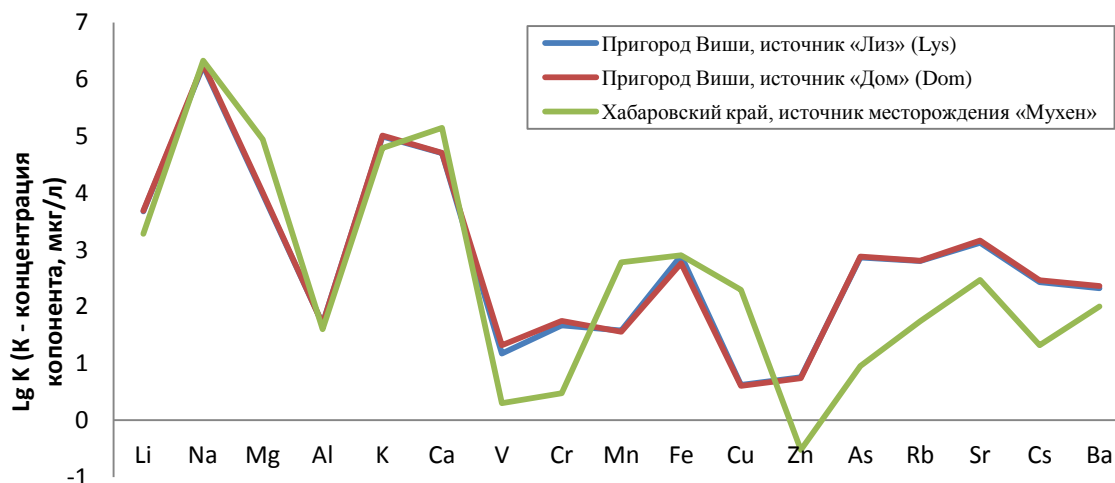


Рис. 1. Сопоставительная диаграмма распределения химических элементов в углекислых натриевых водах источников «Лиз» и «Дом» (Франция) с водой из источника месторождения «Мухен»

Различия концентраций отдельных компонентов сравниваемых вод также обусловлены гидрогеологическими условиями формирования вод. Воды Виши формируются, в основном, в пределах Центрального массива, которое представляет собой обширное куполовидное поднятие, сложенное сильноскладчатыми метаморфизованными породами и осложненное позднейшими разломами и недавним вулканизмом. Северная часть Центрального массива состоит из кристаллических сланцев, смятых в складки в конце докембрия и пронизанных гранитными интрузиями. На юге и юго-западе кристаллические породы покрыты толщами юрских известняков [1]. Месторождение «Мухен» расположено вблизи горной системы Сихотэ-Алинь, водовмещающими породами здесь являются карбонаты, полевые шпаты, сульфиды и кварц [2].

Проведенный анализ химического состава термальной воды позволяют сделать следующие выводы:

1. В ходе анализа химического состава вод было выяснено, что термальные воды Виши относятся к типу углекислых натриевых вод и, несмотря на то, что их химический состав во многом сходен с составом вод, относящихся к данному геохимическому типу, воды Виши имеют некоторые особенности. К ним относится повышенное содержание литофильных элементов (Mg, Si, Ca, Li, K, Cr, V, Cs, Ba, Rb, Sr) и относительно невысокое содержание карбонат-иона.
2. Температурный и гидродинамический режим углекислых минеральных вод Виши сходен с режимом, типичным для углекислых вод других источников (за исключением холодных углекислых вод).
3. Для воды Виши характерно наличие в дочерних продуктах распада рядов элементов урана.

Изучение минеральных вод Виши охватывает более чем столетний промежуток времени, но практический и научный интерес к этим лечебным ресурсам не ослабевает. Благодаря своим химическим свойствам, термальные воды Виши являются очень ценным ресурсом в бальнеологическом отношении. Они имеют высокую минерализацию и обладают хорошо выраженным терапевтическим эффектом.

Литература

1. Крайнов С.Р., Рыженко Б.Н., Швец В.М. Геохимия подземных вод. Теоретические, прикладные и экологические аспекты. – М: Наука, 2004. – 677 с.
2. Челноков Г. А., Харитоновна Н. А. Углекислые минеральные воды юга Дальнего Востока России. – Владивосток: Дальнаука, 2008. – 165 с.
3. Щербаков А. В. Геохимия термальных вод. – М: Наука, 1968. – 236 с.

ИЗУЧЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ РТУТИ В ПРОБАХ ПЫЛЕАЭРОЗОЛЕЙ В ЗОНЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ Г. ТОМСКА

А.В. Сабанцева, Е.А. Филимоненко

Научный руководитель доцент А.В. Таловская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Экологическая обстановка г. Томска определяется деятельностью промышленных предприятий. Все они являются источниками экологической опасности, так как большинство их находится в жилых кварталах города.

Целью исследования являлось изучение содержания ртути в пылеаэрозолях в зоне воздействия промышленных предприятий г. Томска. Для изучения пылевых атмосферных выпадений на территории г. Томска проводился отбор проб снега с 2009 по 2011 гг. в зоне воздействия Томской ГРЭС-2, ООО «Томскнефтехим»; ЗАО «Карьероуправление» и ОАО «Томский завод строительных материалов и изделий» (кирпичные заводы); ОАО «ЖБК-40», ОАО «ЖБИ-27», ООО «Промальп» (заводы по производству железобетонных изделий). Точки наблюдения располагались по векторной сети с учетом главенствующего направления ветра (юго-запад) с шагом от 300 м до 1500 м. В качестве условно фонового пункта был выбран п. Киреевск, фоновая станция Института оптики атмосферы СО РАН (лесная зона в 60 км от города).

Таблица 1

Содержание ртути в пробах твердого осадка снега в зонах воздействия промышленных предприятий г. Томска, мг/кг

Предприятие	Расстояние до предприятия, м	Год отбора проб							
		2007		2008			2009	2010	2011
		ноябрь	декабрь	январь	февраль	март	март	март	
ООО "Томскнефтехим"	300	н.д.		0,3	0,3	0,07	0,4	0,5	н.д.
	600						0,5	0,6	
	900						0,5	0,5	
	1200						0,5	0,5	
	1500						0,4	0,5	
Томская ГРЭС-2	300	н.д.		0,3	н.д.	0,2	0,3	0,3	0,3
	600						0,3	н.д.	0,3
	900						0,3	0,2	0,3
	1200						0,3	0,3	0,2
	1500						0,3	0,3	0,2
Кирпичные заводы ¹	200	0,06	0,08	0,2	н.д.	0,1	0,1	0,07	0,03
	400						0,1	0,2	0,04
	600						0,2	0,1	0,04
	800						0,2	0,1	0,1
	1000						0,2	0,2	0,2
Железобетонные заводы ²	200	0,2	0,3	0,3	0,3	0,2	н.д.	0,4	0,4
	400						0,3	0,2	0,2
	600						н.д.	0,4	0,2
	800						0,5	0,4	0,3
	1000						0,3	н.д.	0,3

Примечание: ¹ – ЗАО «Карьероуправление» и ОАО «Томский завод строительных материалов и изделий»; ² – ОАО «ЖБК-40», ОАО «ЖБИ-27», ООО «Промальп», н.д. – нет данных, фон – 0,08 мг/кг, среднее содержание ртути в пылеаэрозолях г. Томска – 0,32 мг/кг.

Все работы по отбору, подготовке и анализу снеговых проб проведены в соответствии с методическими рекомендациями ИМГРЭ (1982 г.) [4], рекомендациям, приводимых в работах В.Н. Василенко [2] и И.М. Назарова [5], руководству по контролю загрязнения атмосферы [6], а также многолетнему опыту сотрудников кафедры геоэкологии и геохимии ТПУ [8, 9]. Предметом исследования выступал твердый осадок снега.

Исследование проб было проведено авторами в учебно-научной лаборатории микроэлементного анализа Международного инновационного образовательного центра (МИНОЦ) «Урановая геология» кафедры геоэкологии и геохимии ТПУ при консультации доцента, к.х.н. Осиповой Н.А. Для решения задач использовался метод атомной абсорбции «холодного пара», который осуществлялся на приборе «РА-915М» с пирокластической приставкой «ПИРО-915+». Для каждой пробы твердого осадка снега было исследовано три навески, массой 50 мг, на основе полученных данных рассчитаны концентрации ртути по формуле: $S_{пр} = Si \cdot 0,29 / 125 \cdot m_i$, где 125 – коэффициент пересчета, Si – площадь пика, m_i – масса навески, затем была вычислена средняя концентрация элемента. Для расчетов содержания ртути в пылеаэрозолях использовался стандартный образец состава дерново-подзолистой супесчаной почвы СДПС-3 (сертификат утверждения типа № 3095) с заданным содержанием ртути (0,29 мг/кг) – ГСО 2500-83. Погрешность измерения находилась в пределах ± 25 %. В целом, общее число проанализированных проб, составило 85.

По данным исследований в зоне воздействия предприятий г. Томска содержание ртути в пылеаэрозолях изменяется от 0,02 до 0,6 мг/кг, при средней величине 0,3 мг/кг, превышение фонового содержания (0,08 мг/кг) отмечается от 2 до 7,5 раз (табл. 1, 2). По мере удаления от промышленных предприятий изменения содержания ртути в пробах твердого осадка снега не наблюдаются.

Таблица 2

Содержание ртути в пробах твердого осадка снега жилых районов г. Томска, мг/кг

Район	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	Фон
10-17 корпус ТПУ	0,6	0,3	0,4	0,4	0,4	0,08
Лагерный сад	0,3	0,3	н.д.	н.д.	н.д.	
с. Тимирязево	н.д.	0,4	0,4	н.д.	н.д.	
с. Калтай	0,02	0,2	0,3	0,3	0,1	

Примечание: н.д. – нет данных, среднее содержание ртути в пылеаэрозолях г. Томска – 0,32 мг/кг.

По результатам исследования было выявлено, что в пылеаэрозолях в зоне воздействия ООО «Томскнефтехим» содержание ртути превышает фон от 4 до 8 раз, за исключением марта 2008 года. Полученные значения согласуются с полученными данными в начале 1990-х гг. по содержанию ртути в пробах твердого осадка снега (0,49 мг/кг) с территории Северного промышленного узла [7].

По нашим данным, содержание ртути в твердом осадке снега в зоне воздействия кирпичных заводов г. Томска, не высокое, по сравнению с содержанием ртути в пробах твердого осадка снега в других районах расположения промышленных предприятий. Следует отметить, что концентрация ртути в пылеаэрозолях в зоне воздействия кирпичных заводов близкая к фону была зафиксирована в 2007 и 2011 гг.

Содержание ртути в пылеаэрозолях в зоне воздействия Томской ГРЭС-2 превышает фоновое значение в 3 раза на протяжении всего периода наблюдения. Проблема загрязнения ртутью окружающей среды при использовании энергетических углей на теплоэлектростанциях широко известна [3, 10]. В работе [10] показано, что ртуть в продуктах горения угля находится в виде элементарной ртути (20–50 %) и в виде иона двухвалентной ртути (50–80 %), которая и сорбируется на пылевых частицах. По данным многолетних исследований, эмиссия ртути в атмосферу за счет теплоэнергетики в Сибирском регионе в среднем составляет 31,6 % [1].

В ходе исследования выявлено превышение содержания ртути в пылеаэрозолях в зоне воздействия железобетонных заводов относительно фона от 2,5 до 5 раз за весь период мониторинга.

В целом, содержание ртути в пылеаэрозолях в зоне воздействия большинства изучаемых промышленных предприятий и жилых районов г. Томска соответствует среднему значению содержания ртути в пылеаэрозолях г. Томска (0,32 мг/кг). Кроме этого, в 2007 г. содержание ртути в пылеаэрозолях района 10–17 корпуса ТПУ в 2 раза выше содержания ртути в пылеаэрозолях г. Томска.

Таким образом, по результатам исследования показана возможность использования твердого осадка снега как индикатора оценки атмосферной эмиссии ртути и определения геохимической проявленности ртутного загрязнения территории.

Литература

1. Аношин Г.Н. Аналитическая геохимия благородных металлов и ртути: Автореф. дисс. ... докт. геол.-минер. наук. – Новосибирск: ИГГМ СО РАН, 2000. – 56 с.
2. Василенко В.Н. Мониторинг загрязнения снежного покрова / В.Н. Василенко, И.М. Назаров, Ш.Д. Фридман. - Л.: Гидрометеоздат, 1985. – 185 с.
3. Кизильштейн Л.Я. Экогеохимия элементов-примесей в углях. – Ростов-н/Д: Изд-во СКНЦ ВШ, 2002. – 296 с.
4. Методические рекомендации по геохимической оценке загрязнения территорий городов химическими элементами.- М.: ИМГРЭ, 1982. – 111 с.
5. Назаров И.М. Использование сетевых снегосъемок для изучения загрязнения снежного покрова / И.М. Назаров, Ш.Д. Фридман, О.С. Ренне // Метеорология и гидрология. 1978. – № 7. – С. 74–78.
6. Руководство по контролю загрязнения атмосферы. РД 52.04.186 № 2932-83. - М.: Госкомгидромет, 1991. – 693 с.
7. Экология Северного промышленного узла г. Томска. Проблемы и решения / под ред. А.М. Адама. – Томск: Изд-во ТГУ, 1994. – 260 с.
8. Язиков Е.Г., Таловская А.В., Жорняк Л.В. Оценка эколого-геохимического состояния территории г. Томска по данным изучения пылеаэрозолей и почв: монография. - Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 264 с.
9. Язиков Е.Г. Экогеохимия территорий Западной Сибири: монография / Saarbrücken: LAP LAMBERT Academic Publishing GmbH & Co. KG, Germany. 2011. – 360 с.
10. Янин Е.П. Ртуть в окружающей среде промышленного города. – Москва: ИМГРЭ, 1992. – 168 с.

ОЦЕНКА НАКОПЛЕНИЯ РТУТИ В БИСУБСТРАТАХ ДЕТЕЙ ШКОЛЬНОГО ВОЗРАСТА Г. ПАВЛОДАРА

К.Б. Свидовская

Научный руководитель доцент Н.П. Корогод

Павлодарский государственный педагогический институт, г. Павлодар, Казахстан

В современных условиях формирования техногенных геохимических провинций серьезную озабоченность вызывают негативные последствия воздействия загрязненной окружающей среды на живые организмы от широкого спектра химических компонентов органического и неорганического происхождения, в том числе микроэлементов [1–3].

Поступление тяжелых металлов в окружающую среду городов существенно ухудшает экологическое состояние территорий, вызывает изменение химического состава всех природных компонентов урбоэкосистемы, отрицательно сказывается на здоровье населения. Поэтому изучение экологического состояния урбанизированных территорий является на сегодняшний день одной из актуальных проблем [1].

К группе тяжелых металлов можно относиться: ртуть, свинец, цинк, кадмий, молибден, хром, марганец, никель, олово, кобальт, титан, медь, ванадий. Ртуть благодаря своим удивительным свойствам, занимает особое место среди других металлов и широко используется в науке и технике. В атмосферу Земли непрерывно поступают пары ртути из литосферы и частично из гидросферы. Ртуть из почвы попадает в растения (деревья, траву), овощи и фрукты, поэтому в небольших количествах она содержится в продуктах питания растительного и животного происхождения.

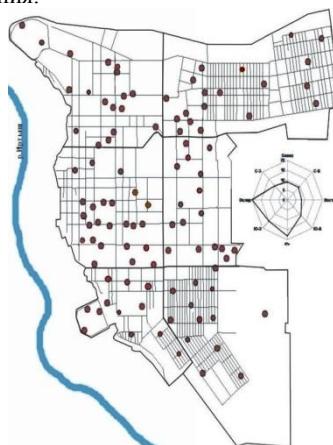


Рис. 1. Карта-схема расположения пунктов биогеохимических исследований

Таким образом, в организме любого человека, который даже никогда не работал с ртутью и не находился в местах ее значительного скопления, всегда имеется некоторое количество ртути. Недостаток ртути в организме, равно как и ее избыток, приводит к функциональным расстройствам [4].

Цель работы: изучение содержания ртути в биосубстратах детей 12–14 лет.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

- Определить уровни накопления микроэлемента в волосах детей г. Павлодара.
- Выявить характер пространственного распределения токсичного элемента в биосубстратах человека на территории г. Павлодара.

Для определения ртути использована стандартная методика, рекомендованная МАГАТЭ (1989), апробированная и показавшая хорошую результативность. Всего было отобрано 120 проб город Павлодар.

Для исследования содержания ртути в волосах городских жителей город Павлодар был условно разделен на 6 участков: 1 участок – северо-запад, 2 участок – северо-восток, 3 участок – запад, 4 участок – восток, 5 участок – юго-запад, 6 участок – юго-восток, на котором было отобрано 29 проб волос (рис. 1).

Результаты исследования представлены в таблице.

Таблица

Содержание ртути (Hg) в волосах детей школьного возраста г. Павлодара мг/кг.

№ п/п	Участки г. Павлодара	Hg
1.	Северо-западный	0,47
2.	Северо-восточный	0,26
3.	Западный	0,74
4.	Восточный	0,17
5.	Юго-западный	0,56
6.	Юго-восточный	0,20

Анализ данных выявил высокий уровень содержания ртути волосах детей, проживающих в западном участке г. Павлодара (0,74 мг/кг). Низкий уровень содержания ртути выявлен в биосубстратах детей в восточного участка (рис. 2).

Высокое содержание ртути, хрома, кобальта и цинка наблюдается на территории, расположенной по розе ветров (запад, юго-запад) и прилегающие к реке Иртыш (западный участок города).

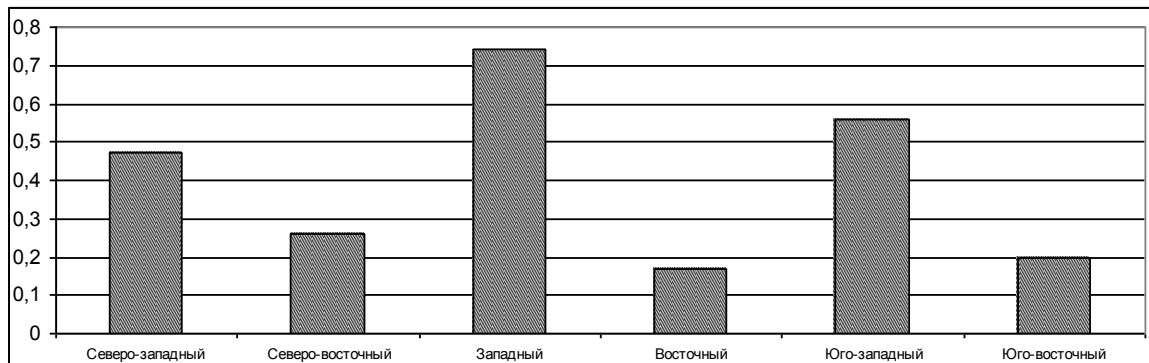


Рис. 2. Диаграмма распределения ртути на территории г. Павлодара, мг/кг

Сравнительный анализ данных по содержанию токсичных элементов в различных средах показывает высокую степень концентрации ртути, как в волосах, так и в почве, снеге [5–9], что свидетельствует об избыточном поступлении этого элемента и активной миграции: почва–снег–биосубстраты. По-видимому, уровень накопления ртути определяется преимущественно тремя источниками воздействия: тепловые станции, работающие на угле, предприятия нефтехимического цикла и предприятиями металлообрабатывающей промышленности.

Литература

1. Сает Ю.Е., Ревич Б.А., Смирнова Р.С., Сорокина Е.П. // Всесоюзная конференция по проблемам микроэлементов в биологии, 9-я: Доклады. – Кишинев, 1981. – С.42 – 45.
2. Жук Л. И., Кист А.А. Картирование элементного состава волос./ В кн. Активационный анализ. Методология и применение. - Ташкент : ФАН Узбекской ССР, 1990. - С.190 – 201.
3. Гичев Ю.П. Загрязнение окружающей среды и здоровье человека. – Новосибирск: СО РАМН, 2002. – 230 с.
4. Пугачевич П.П. Работа со ртутью в лабораторных и производственных условиях. – М.: Химия, 1972. – 151 с.
5. Эколого-географический атлас городов и промышленных центров Казахстана. – Алматы, 2001. тт.1, 2. – 800 с.
6. Панин М.С., Гельдымамедова Э.А., Ажаев Г.С. Эколого-геохимическая характеристика атмосферных осадков г. Павлодара // Тяжелые металлы, радионуклиды и элементы-биофилы в окружающей среде: Доклады II Международной научно-практической конференции, - Семипалатинск, Казахстан, 2002. – Том 2. – С.142–154.
7. Панин М.С., Гельдымамедова Э.А., Ажаев Г.С. Техногенное влияние на содержание тяжелых металлов в почвах г. Павлодара // Современные проблемы загрязнения почв: Материалы международной научной конференции, - Москва, 2004. – С. 333–335.
8. Ажаев Г.С. Оценка экологического состояния г. Павлодара по данным геохимического изучения жидких и пылевых атмосферных выпадений // Автореферат дисс. на соискание уч. ст. кандидата геолого-минералогических наук. – Томск, 2007. – 25 с.
9. Гельдымамедова Э.А. Тяжелые металлы в почвах и овощных культурах г. Павлодара Республики Казахстан // Автореферат дисс. на соискание уч. ст. кандидата биологических наук. – Новосибирск, 2007. – 23 с.

К ВОПРОСУ О ПРОИСХОЖДЕНИИ РАДОНА НА ТЕРРИТОРИИ ИРКУТСКА

О.М. Середкина

Научный руководитель профессор А.И. Булнаев

Иркутский государственный технический университет, г. Иркутск, Россия

Радиационная обстановка в Байкальском регионе отличается разнообразием, что объясняется геоморфологическими и радиогеохимическими особенностями территории. По результатам радиэкологических работ последних лет на территории Иркутской области была выполнена прогнозная оценка радоновой опасности с составлением карты районирования Иркутской области масштаба 1: 2 500 000 [1]. Согласно этой оценке более 40% территории отнесено к радоноопасной зоне. Целенаправленное обследование Иркутска на радон позволит получить более ясную картину радоноопасности территории города и провести мероприятия по снижению радона в помещениях с точки зрения конкретных групп домов и населения.

Радон в воздухе помещений оказывается, главным образом, из геологического пространства под зданиями и из строительных материалов, из которых построено здание, в меньшей степени из воды и бытового газа. Дело в том, что радий, продуктом распада которого является радон, в незначительных количествах содержится во всех типах почв, горных породах, минералах и, следовательно, в строительных материалах. Относительно большой период полураспада радона ($T=3,82$ сут.) и высокая способность к диффузии позволяют

ему распространяться по порам и трещинам в почве, через щели в фундаментах зданий поступать из подвалов в помещения и при отсутствии вентиляции накапливаться в значительных концентрациях. В разных регионах влияние каждого из факторов присутствия радона в помещениях имеет свои особенности, которые зависят от геологического строения, концентрации радиоэлементов в породах, почвах, подземных водах, коэффициента эманирования, наличия разрывной тектоники и др.

Проведенные на территории города Иркутска исследования выявили значительное превышение нормируемых концентраций радона для жилых помещений [1, 2]. В 2008 году Лабораторией радиационного контроля Иркутского государственного технического университета в рамках муниципального контракта с администрацией города Иркутска были обследованы на радон подвальные помещения и помещения на первых этажах в 800 зданиях. По результатам этих работ была составлена карта радоноопасности города Иркутска, и, так как, в большинстве обследованных зданий и сооружений в подвальных помещениях значения объемных активностей радона превысили значения на первых этажах, был сделан вывод о том, что основным источником радона является геологическое пространство под ними.

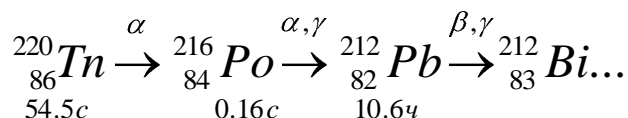
Радон (Rn-222) образуется в геологических средах наряду с торонем (Rn-220). За счет небольшого периода полураспада торон (54,5 с), поднимаясь из недр, полностью распадается и на поверхность выходит только Rn-222. Радон хорошо растворим в воде, поэтому он может поступать на поверхность через подземные воды. Таким образом, чтобы ответить на вопрос о природе радона в Иркутске следовало изучить состав эманаций в воздухе помещений зданий и сооружений города Иркутска, исследовать поверхностные грунты на естественные радионуклиды и поверхностные источники на растворенный в воде радон.

Использованная для обследования методика НПО «НИТОН» позволяет определить объемную активность радона в воздухе помещений по интенсивности гамма-излучения его дочерних продуктов распада – Pb^{214} и Bi^{214} в состоянии радиоактивного равновесия. Для этого измерения рекомендуется проводить в интервале времени от 3 до 12 часов после окончания экспонирования адсорбера, чтобы избежать снижения их точности из-за распада сорбированного радона. Следует, однако, отметить, что НРБ-99/2009 в п.5.3.2 регламентируют значение эквивалентной равновесной объемной активности радона [2] в воздухе помещений с учетом не только радона, но и торона, а это значит, что присутствие в воздухе обследуемых помещений торона, если он есть, необходимо учитывать.

Для ответа на вопрос – есть или нет торон в воздухе подвальных помещений г. Иркутска, проведено специальное исследование.

В подвальном помещении с заведомо высокой концентрацией радона (объемная активность радона примерно 3000 Бк/м^3) в течение 3-х суток экспонировалась кассета с активированным углем массой 34,5 гр. Через 12 минут после окончания экспонирования проба была доставлена в лабораторию, где немедленно в течение 1 часа измерялся спектр ее гамма-излучения на германиево-литиевом полупроводниковом детекторе с высоким энергетическим разрешением. На рисунке представлен фрагмент спектра гамма-излучения угля в диапазоне до 550 кэВ, на котором видны три пика разной величины с максимумами в 454, 557 и 665 каналах. По энергиям и размерам эти пики однозначно идентифицированы как пики гамма-линий 242,0 КэВ (7,8%), 295,2 КэВ (20,1%) и 352,0 КэВ (39,3%) радиоизотопа ^{214}Pb – продукта распада радона.

Цепочка радиоактивных превращений торона имеет вид:



Это значит, что торон за время $10T_{1/2}$ (около 9 мин) распавшись, превращается в полоний, а тот в свою очередь, за несколько секунд весь переходит в Свинец-212 – сильный гамма-излучатель. В спектре гамма-излучения, измеренном через несколько минут после окончания экспонирования, фотопик наиболее интенсивной гамма-линии радиоизотопа Pb -212 с энергией 238,6 КэВ отсутствует, и, следовательно, можно сделать вывод о том, что радон поднимается из недр с такой глубины, что торон за время подъема эманаций к поверхности Земли, полностью распадается.

Территория Иркутска сложена осадочными юрскими и четвертичными отложениями: суглинками, глинами, песчаниками и прослоями углей. Места отбора проб грунта на естественные радионуклиды выбирались так, чтобы охватить все разновидности отложений. Всего было отобрано 15 проб грунтов. Гамма-спектрометрический анализ показал, что во всех исследованных пробах грунтов, кроме пробы угля, естественные радионуклиды содержатся в кларковых дозах, что относит их к радиационно безопасным материалам ($A_{\text{эфф}} \leq 370 \text{ Бк/кг}$). Отклонение от безопасной нормы выявлено в пробе угля, отобранного в районе Кайской горы с глубины 0,2 м. Удельная эффективная активность естественных радионуклидов пробе угля составила 470 Бк/кг.

Радон, поднимаясь с глубины, попадает в водоносные горизонты, растворяется подземными водами и переносится ими. При выходе воды на дневную поверхность за счет естественного барботажа при течении он легко покидает её, насыщая атмосферу. По территории Иркутска протекают 4 крупных поверхностных водотока (реки Ангара, Иркут, Кая и Ушакровка) и 15 ручьев и родников. В пробах, отобранных из крупных рек, концентрация радона не превысила 6 Бк/л. Мелкие ручьи опробовались в местах выхода воды из грунта, т.е. в устьях. Повышенные содержания растворенного радона в водных пробах были обнаружены в районе предместья Радищево (3 ручья) и на 2 км Качугского тракта (3 ручья), но ни в одной из них не найдено присутствия торона.

Таким образом, проведенные исследования показали, что радон на территории г.Иркутска имеет глубинное происхождение. Радон ($Rn-222$) поднимается с такой глубины, что торон ($Rn-220$) за это время полностью распадается. Четвертичные и юрские осадочные отложения, слагающие верхнюю часть геологического разреза на территории города Иркутска, содержат кларковые концентрации естественных радионуклидов и не могут быть источником аномалий радона в подвальных помещениях зданий города. Отсутствие торона в пробах родниковых вод также подтверждает глубинное происхождение и радоновую природу радиоактивного газа на территории города Иркутска.

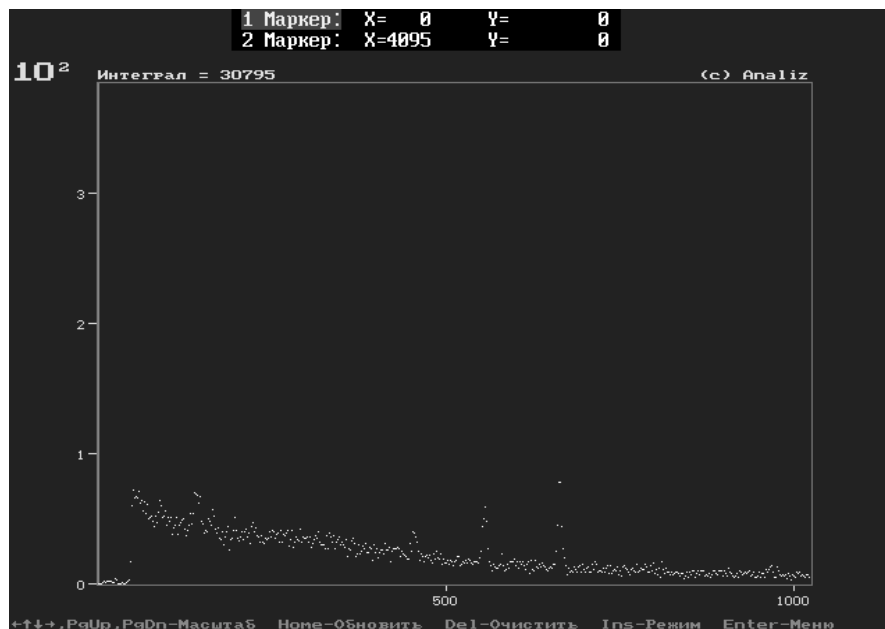


Рис. Фрагмент спектра гамма-излучения угля в диапазоне до 550 кэВ

Литература

1. Непомнящих А.И., Черняго Б.П., Калиновский Г.И. Радоновая проблема на территории Прибайкалья. Региональные особенности. // Радиоактивность и радиоактивные элементы в среде обитания человека: Материалы II международной конференции. – Томск: ИД «Тандем-Арт», 2004. – С. 433–435.
2. Нормы радиационной безопасности НРБ – 99/09 (СП 2.6.1.758-99). – М., 2009. – 119 с.

ЭЛЕМЕНТНЫЙ СОСТАВ СОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПИТЬЕВЫХ ВОД (НАКИПИ) БАЙКАЛЬСКОГО РЕГИОНА КАК ИНДИКАТОР ЭКОЛОГИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ Б.Р. Соктоев

Научные руководители профессор Л.П. Рихванов, доцент Н.В. Барановская
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Питьевая вода является одним из основных поставщиков химических элементов в организм человека, наряду с пищей и воздухом. По данным ряда авторов [1, 2] качество питьевых вод во многом определяет состояние здоровья населения. Известно, что потребление некачественной питьевой воды приводит к нарушению деятельности систем кровообращения, мочеполовой и эндокринной систем организма человека. Исследования по оценке качества питьевых вод, как правило, включают определение химического состава самой воды, при этом не оценивается возможность длительного поступления химических элементов в организм человека. Перспективной средой, которую можно использовать в процессе таких исследований, является накипь питьевых вод, или солевые отложения.

Солевые отложения питьевых вод представляет собой субстрат, образующийся в бытовой нагревательной посуде (чайниках, кастрюлях и т.д.) в процессе многократного кипячения и последующего остывания воды. Время, в течение которого накапливаются данные образования, достигает нескольких месяцев и, возможно, лет, что позволяет использовать их в качестве индикатора качества питьевых вод в течение длительного времени. Первые опыты в использовании солевых отложений питьевых вод в качестве индикаторов экологического состояния территорий оказались достаточно успешными [6, 8, 9].

Опыт предыдущих исследований позволяет говорить о наследовании химического состава воды солевыми отложениями. Уровень содержания макро- и микроэлементов в накипи зависит от геохимических

особенностей территории, сильное влияние на формирование состава оказывают природные (месторождения, рудопроявления) и техногенные (промышленные предприятия, урбанизированные образования) источники.

Целью работы является установить особенности накопления химических элементов в солевых отложениях питьевых вод Байкальского региона.

Пробы были отобраны на следующих территориях: правобережье и левобережье р. Ангара (Иркутская область), Закаменский район, Боргойская впадина, Баргузинская котловина (Республика Бурятия). Общее количество проанализированных образцов – 126. Пробоотбор и пробоподготовка осуществлялась в соответствии с патентом №2298212 «Способ определения участков загрязнения ураном окружающей среды» [4]. Основной метод исследования – инструментальный нейтронно-активационный анализ на базе лаборатории ядерно-геохимических методов исследования кафедры геоэкологии и геохимии Томского политехнического университета (аналитик – с.н.с. Судыко А.Ф.).

Территория Байкальского региона расположена на стыке двух крупных структурных элементов земной коры: Сибирской платформы и обрамляющего ее складчатого пояса. Главные структурные подразделения рассматриваемой территории резко различаются по своему строению и составу [5].

Платформенная часть сложена преимущественно осадочными породами кембрийского, ордовикского и юрского возраста. Они представлены карбонатными породами (известняки, доломиты) в Предбайкальской впадине; соленосными и красноцветными карбонатно-силикатными отложениями (песчаники, аргиллиты, алевролиты) на Лена-Ангарском плато; юрскими песчаниками, алевролитами, углистыми сланцами и конгломератами на междуречных пространствах Иркутско-Черемховской равнины; различными четвертичными отложениями. Складчатая область представлена преимущественно кислыми, реже основными, магматическими и метаморфическими породами широкого диапазона возрастов (от архейского до кайнозойского).

Все это обуславливает наличие структурно-формационных зон с различной геохимической специализацией слагающих пород и, соответственно, различными металлогеническими особенностями.

По результатам химического анализа, солевые отложения питьевых вод представляют собой карбонатные образования со средним содержанием кальция в накипи 30,6%.

Анализ элементного состава солевых отложений позволяет говорить о наличии проблемы качества питьевых вод на данной территории, обусловленной как природными (геологическими и металлогеническими), так и техногенными (подземный ядерный взрыв «Рифт-3», Джидинский вольфрамо-молибденовый комбинат) факторами. Так, в целом для территории характерны повышенные концентрации ряда химических элементов (Zn, Co, Fe), что указывает на геохимическую специализацию данного региона: здесь известны рудопроявления и месторождения данных элементов.

Вместе с тем, для каждого из изученных районов были выделены специфические элементы – индикаторы. По результатам кластерного анализа в накипи левобережья Братского водохранилища выделяются две устойчивые ассоциации: первая включает вышеупомянутые элементы, вторая же (Sc и ряд редкоземельных элементов), по нашему мнению, может являться признаком потенциальной редкометалльной специализации (возможно, углей юрского возраста).

В свою очередь, для территории правобережья характерны три устойчивые ассоциации: Sb-Co-Fe, Eu-Th-Sc, U-Lu-Ce. Первые две ассоциации, как уже упоминалось, являются индикатором геохимической специализации территории. Третья же ассоциация, по нашему мнению, может быть обусловлена воздействием подземного ядерного взрыва (ПЯВ) «Рифт-3».

Поэтому также был выполнен кластерный анализ для населенных пунктов, расположенных на р. Обуса, в бассейне которой и был произведен ПЯВ «Рифт-3». По его результатам необходимо отметить корреляцию редкоземельных и радиоактивных элементов, а также повышенные уровни накопления Sm, Eu, Th и показатели торий-уранового отношения (0,05 при среднем показателе для остальной территории 0,01). Эти данные могут являться индикатором техногенного воздействия на гидросферу.

На территории влияния хвостохранилищ Джидинского вольфрамо-молибденового комбината в солевых отложениях питьевых вод отмечается повышенное содержание Zn, Fe, Co, As, которые являлись попутными элементами для руд месторождений и, соответственно, сбрасывались в хвостохранилища. Данный факт подтверждает литературные данные [3] о проникновении загрязнителей в водоносный горизонт, из которого организовано центральное водоснабжение г. Закаменск.

По результатам кластерного анализа солевых отложений для всего Закаменского района выделяются три значимые ассоциации: U-La-Ce-Lu-Nd, Sc-Hf-Rb-Th-Sm-Eu-Yb, Zn-Ta-Co-Fe-Tb - обусловленные, прежде всего, особенностями геологического строения района. По литературным данным, территория приурочена к полиметаллическому рудному полю с повышенными концентрациями Be, Zn, Pb, Cd, Co, Ni, Au, Ag. Ассоциация редких и редкоземельных элементов, возможно, приурочена к границе карбонатно-терригенных толщ нижнего палеозоя Джидинского синклинория и гранитоидов Модонкульского массива.

Солевые отложения питьевых вод Боргойской впадины и Баргузинской котловины кардинально отличаются от таковых, обсужденных ранее. Для данных территорий характерны высокие показатели радиоактивных и редкоземельных элементов. В частности, в некоторых пробах из Боргойской впадины содержание U достигает 93, Cr – 212, Sr – 25683, La – 2,13, Ce – 26,1, Sm – 0,3 мг/кг; в пробах бассейна р. Баргузин фиксируются содержания Co – 247, La – 4,65, Ce – 13,6, Sm – 0,5, Th – 0,7, U – 27 мг/кг.

Такие высокие показатели накопления элементов в солевых отложениях питьевых вод связаны, прежде всего, с особенностями геологического строения территорий. В Боргойской впадине в свое время ФГУП «Сосновгеология» при бурении разведочных скважин были выявлены урановые рудопроявления, которые возможно находятся на уровне питьевых горизонтов. В свою очередь, район восточного побережья оз. Байкал,

особенно Баргузинская котловина, является примером проявления современного рифтогенеза. Мы предполагаем, что в данном случае имеет место подъем термальных вод из глубинных горизонтов по разрывным нарушениям и их последующее смешение с грунтовыми и поверхностными водами. С другой стороны, избыточные концентрации элементов в данном районе могут быть обусловлены высокорadioактивными гранитами Баргузинского комплекса ($U > 10$ г/т, $Th > 30$ г/т).

Таким образом, использование солевых отложений питьевых вод как депонирующей среды, на наш взгляд, достаточно хорошо отражает особенности химического состава вод, а также геохимическую обстановку, сложившуюся на территории. Воздействие ПЯВ «Рифт-3» на окружающую среду, в частности на гидросферу, проявляется в повышенных показателях накопления некоторых редкоземельных (Sm, Eu), радиоактивных (Th) и торий-уранового отношения. По результатам исследования, существует проблема качества питьевых вод на территориях по р. Обуса (Иркутская область), г. Закаменска, Боргойской впадины, Баргузинской котловины; эти вопросы требуют дальнейшего изучения. Также, по нашему мнению, необходимо разработать и реализовать программу «Качество питьевых вод Байкальского региона», в которой исследовалась бы питьевая вода наряду с изучением элементного состава солевых отложений питьевых вод [7].

Научно-исследовательская работа проведена в рамках реализации ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009-2013 годы (проект 2011-1.2.2-141-005-009).

Литература

1. Новиков Ю.В., Сайфутдинов М.М. Вода и жизнь на Земле. – М.: Наука, 1981. – 184 с.
2. Онищенко Г.Г. Качество продуктов питания: гигиенические требования // Вопросы питания, Т. 73, № 6, 2004. – С. 9–13.
3. Отчет по теме «Ликвидация негативных воздействий техногенных хвостов Джидинского вольфрамowo-молибденового комбината в Закаменском районе Республики Бурятия. Этап 1.3.2. Исследование современного состояния отдельных компонентов окружающей природной среды и здоровья населения г. Закаменска». – Красноярск, 2005. – 146 с.
4. Пат. № 2298212 Россия, МПК⁷ G 01 V 9/00. Способ определения участков загрязнения ураном окружающей среды. Рихванов Л.П., Язиков Е.Г., Барановская Н.В., Янкович Е.П.; заявитель и патентообладатель Томский политех. ун-т. – № 01200504848; Заявлено 04.07.2005; Опубл. 27.04.2007.
5. Региональная геохимия окружающей среды Байкальского региона / В.И. Гребенщикова, Э.Е. Лустенберг, Н.А. Китаев, И.С. Ломоносов; науч. ред. академик РАН М.И. Кузьмин; Ин-т геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН. – Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2008. – 232 с.
6. Эколого-геохимические особенности природных сред Томского района и заболеваемость населения / Рихванов Л.П., Язиков Е.Г., Сухих Ю.И., Барановская Н.В. и др. – Томск: Изд-во Курсив, 2006. – 216 с.
7. Элементный состав солевых отложений как индикатор качества питьевых вод (на примере Байкальского региона) / Соктоев Б.Р., Рихванов Л.П., Барановская Н.В., Тайсаев Т.Т. // Приоритеты и особенности развития Байкальского региона: материалы V Международной научно-практической конференции, посвященной 350-летию добровольного вхождения Бурятии в состав Российского государства. – Улан-Удэ: Изд-во БНЦ СО РАН, 2011. – с. 70-72.
8. Язиков Е.Г., Рихванов Л.П., Барановская Н.В. Индикаторная роль солевых образований в воде при геохимическом мониторинге. // Известия высших учебных заведений, № 1, 2004г. - С.67-69.
9. Язиков Е.Г. Экогеохимия урбанизированных территорий юга Западной Сибири: диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. – Томск: Б.и., 2006. – 423 с.

УТИЛИЗАЦИЯ ТВЕРДЫХ БЫТОВЫХ ОТХОДОВ И ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ В РОССИИ

И.А. Тик

ООО "ЭкоТех" г. Томск, Россия

Ежегодно в России образуется около 7 млн. тонн твердых бытовых отходов (ТБО). Одним из основных методов утилизации ТБО в нашей стране является их захоронение на специальных полигонах. Подобным образом утилизируется более 80 % отходов. Но данный метод не решает проблему, а только лишь откладывает её на неопределенное время. Полигоны для хранения ТБО (изначально назывались «санитарные полигоны») впервые начали внедряться в середине 20-го века. Размер полигона напрямую зависит от размера населенного пункта, спутником которого он является. Конечно, спроектированы они с учетом всех норм и требований по защите окружающей среды, постоянно проводятся мероприятия, обеспечивающие изоляцию их от контакта с поверхностными и грунтовыми водами. Однако, в процессе своего существования полигоны отходов оказывают очень существенное негативное влияние на все компоненты природной среды. На месте существования свалок происходит сильное химическое и биологическое загрязнение почв, подземных и поверхностных вод, а в атмосферу выделяются продукты разложения отходов – различные газы (метан и др.). По отношению к вмещающим породам и почвам свалка является техногенной геохимической аномалией. В свалочном грунте накапливаются различные микроэлементы, такие как вольфрам, молибден, никель, медь, свинец. Напрямую, отработанные элементы питания содержат тяжелые металлы (кадмий, свинец, ртуть, литий и т.п.), которые являются сильными загрязнителями окружающей среды. Одна батарейка при своем разрушении загрязняет несколько квадратных метров почвы. Пластик в естественных условиях разлагается более 100 лет, при этом в контактирующие среды (воздух, вода, почва) выделяются различные химические вещества (стирол, фенол, формальдегид и др.), которые представляют огромную опасность для живых организмов. Пластик

при горении выделяют токсичные вещества, губительные для живых организмов. Особенно вредными для окружающей среды являются пожары на свалках, последствия таких пожаров по масштабам своим зачастую сравнимы со стихийными бедствиями.

Полигоны твердых бытовых отходов представляют гораздо большую опасность, чем специализированные полигоны для токсичных отходов, так как токсичные и промышленные отходы утилизируются, как правило, по современным технологиям. Например, Томский полигон токсичных промышленных отходов (г.Томска) был открыт в начале 1980-х годов. Сегодня данный полигон – это современное предприятие по утилизации отходов с проектной мощностью 30 тыс. тонн в год. Томский полигон токсичных промышленных отходов принимает токсичные вещества 1, 2, 3, 4 классов опасности. Для каждого класса отхода предусмотрена своя технология утилизации и захоронения. Для сравнения, на полигонах ТБО г.Томска производится только складирование несортированных бытовых отходов в картах (котлован для складирования мусора), которая по заполнению засыпается грунтом.

Сложность переработки бытовых отходов состоит в том, что состоят они состоят из различных материалов (пластмассы, бумага, стекло, металл и т.д.), которые попадают на полигон без предварительной сортировки. Известно, что многие компоненты ТБО могут быть переработаны для вторичного использования. Утилизации смеси из различных материалов более сложный и дорогой процесс, чем утилизация одного вида отхода. Проблема утилизации твердых бытовых отходов (ТБО) актуальна практически для всех стран мира, но в некоторых развитых странах она сведена к минимуму. Например, система сбора и утилизации твердых бытовых отходов Германии является одной из самых эффективных в мире. Жители Германии сами осуществляют первичную сортировку бытовых отходов; для каждого вида отходов предусмотрен соответствующий контейнер и тариф на вывоз и утилизацию. Сортированные отходы передаются специализированным компаниям для переработки их во вторичное сырье. В основе эффективной системы обращения с отходами лежит жесткая законодательная база, за нарушения предусмотрены серьезные штрафы. Стоит отметить, что при такой системе управления отходами не наносится вред окружающей среде, а переработка их становится выгодным бизнесом.

В России же огромные финансовые средства ежегодно тратятся на строительство, эксплуатацию, рекультивацию полигонов твердых бытовых отходов. Территории, отчуждаемые для полигонов, становятся непригодными для какого-либо использования. Внедрение технологий глубокой переработки отходов происходит крайне медленно. Положительные тенденции наблюдаются лишь в сфере утилизации некоторых видов отходов.

Одним из современных методов утилизации промышленных и бытовых отходов является сжигание их в инсинераторах. Температура сжигания – от 6000С до 10000С и выше, при этом выбросы загрязняющих веществ в атмосферу не превышают установленных санитарных норм. Данные установки могут быть использованы для утилизации бытовых несортированных бытовых отходов и для утилизации отдельных видов отходов (нефтешламов, медицинских отходов и т.д.). В России инсинераторы наиболее широко применяются для утилизации медицинских отходов.

Таким образом, в настоящее время в России нет комплексной системы утилизации отходов без вреда для окружающей среды. Для решения данной проблемы необходимо: разработать единую государственную стратегию обращения с отходами, внедрять новые современные технологии по вторичной переработке и утилизации отходов.

Литература

1. Гринин А.С., Новиков В.Н. Промышленные и бытовые отходы. Хранение, утилизация, переработка. – М.: Фаир-Пресс, 2002. – 332 с.
2. Пальгунов П.П., Сумароков М.В. Утилизация промышленных отходов. – М.: Стройиздат, 1990. – 352 с.
3. Петров К.М. Общая экология: Взаимодействие общества и природы. – СПб: Химия 1998. – 352 с.
4. Сайт ОАО «Полигон» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://poligon.tomsk.ru>

ОЦЕНКА СОДЕРЖАНИЯ УРАНА В ПИТЬЕВОЙ ВОДЕ ПАВЛОДАРСКОЙ ОБЛАСТИ

Ш.Ж. Усенова

Научный руководитель профессор Л.П. Рихванов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Высокие темпы развития техногенеза, огромные масштабы освоения и усилившаяся интенсивность эксплуатации обширных территории, расположенных в самых различных географических зонах, приводят к глубоким преобразованиям инженерно - гидрогеологических условий и геологической среды в целом. В результате под влиянием хозяйственной деятельности существенным образом изменяется структура водного баланса территории [1].

Цель работы: оценить уровень содержания урана в питьевой воде для определения состояния качества воды Павлодарской области.

Для реализации поставленных целей необходимо выполнение следующих задач:

1. Дать характеристику качеству питьевой воды как одного из критериев здоровья населения;
2. Определить содержание урана в поверхностных и глубинных водах Павлодарской области
3. Определить содержание урана в питьевой воде г. Павлодара.

Угроза существованию человечества таится в катастрофической экологической обстановке, а именно в настоящее время серьезным опасением является недостаток питьевой воды, ее качественные изменения, несоответствие санитарно-гигиеническим требованиям [2].

Питьевая вода – необходимый элемент жизнеобеспечения населения, от ее качества зависят состояние здоровья людей, уровень санитарно-эпидемиологического благополучия, социальная стабильность общества.

Всемирная организация здравоохранения предупреждает, что 80% заболеваний на планете вызваны потреблением некачественной питьевой воды. Проблема чистой воды стоит перед многими странами [3].

В питьевой воде химические свойства урана составляют большую проблему, чем его радиоактивность. Исследования показали, что значительные уровни урана в питьевой воде могут оказывать воздействие на почки.

Отбор проб и анализ питьевой воды осуществлялся в городе Павлодар и Павлодарской области. В питьевой воде определяли содержание урана в соответствии с апробированной методикой [4] количественного химического анализа в лаборатории кафедры геоэкологии и геохимии.

Анализ содержания урана в питьевой воде г. Павлодара и Павлодарской области представлен в таблице 1, рисунок 1.

Таблица - 1. Содержание урана (U) в питьевой воде г. Павлодара и Павлодарской области

№	Район	U * 10 ⁻⁶ г/л
1	г. Павлодар	2,4 (0,4 - 5,9)
2	Павлодарская область	24,6 (0 – 81,1)

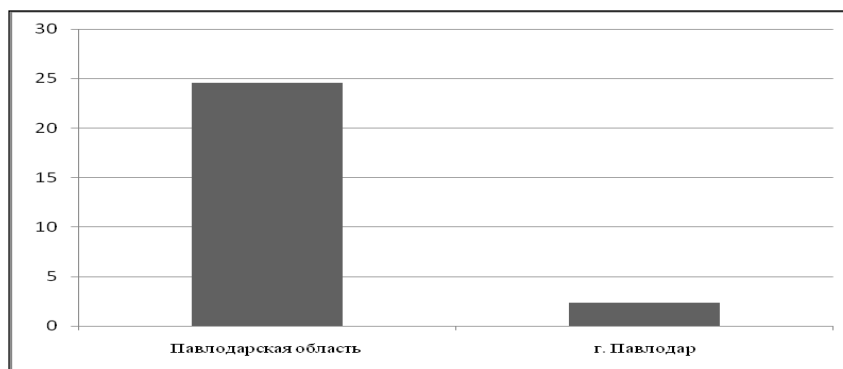


Рис. 1. Диаграмма распределения урана (U) в питьевой воде г. Павлодара и Павлодарской области, ($n * 10^{-6}$ г/л)

Результаты исследования показали, что содержание урана в питьевой воде Павлодарской области ($24,6 * 10^{-6}$ г/л) выше уровня содержания элемента в питьевой воде города Павлодара ($2,38 * 10^{-6}$ г/л) (табл. 1, рис. 1).

Анализ данных показал, что содержание урана в глубинных водах больше в 1,8 раз, чем в поверхностных водах, что подтверждается данными по накоплению урана в солевых отложениях (накипи) Павлодарской области (рис. 2).

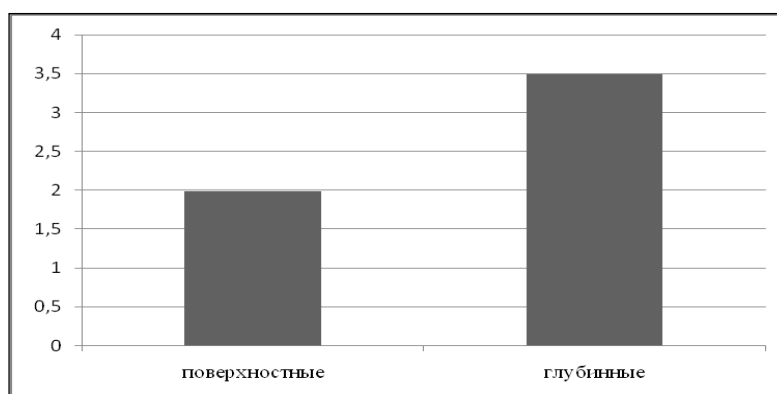


Рис. 2. Диаграмма распределения урана в поверхностных и подземных водах г. Павлодара и Павлодарской области, ($n * 10^{-6}$ г/л)

Для исследования содержания урана в питьевой воде, г. Павлодар был условно разделен на 6 участков: 1 участок – северо-запад, 2 участок – северо-восток, 3 участок – запад, 4 участок – восток, 5 участок – юго-запад, 6 участок – юго-восток, на котором было отобрано 29 проб волос.

Анализ показал, что максимальное содержание урана в воде у жителей, проживающих на 6 участке ($4,85 \cdot 10^{-6}$ г/л), минимальные показатели на 3 участке ($0,5 \cdot 10^{-6}$ г/л) (рис. 3).

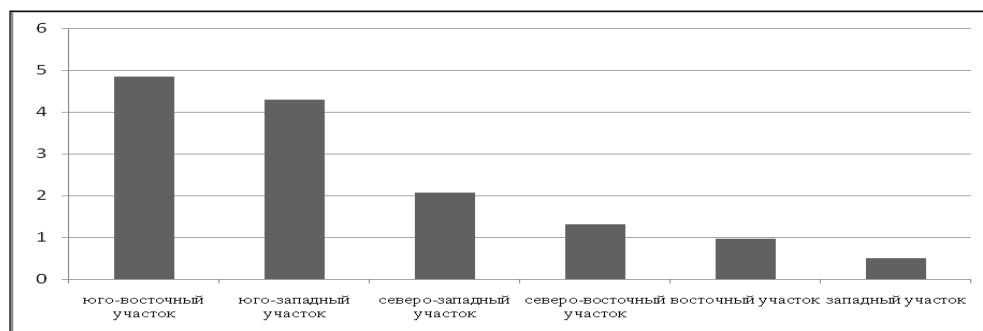


Рис. 3. Диаграмма распределения урана в питьевой воде различных участков г. Павлодара

Проведенные исследования позволяют сделать следующие выводы:

1. Под качеством воды понимается характеристика ее состава и свойств, определяющая ее пригодность для конкретных видов водопользования, при этом критерии качества представляют собой признаки (гидрологические, органолептические, гидрохимические, гидробиологические и микробиологические показатели), по которым производится оценка качества воды.

2. Данные по содержанию урана в питьевой воде показали, что высокий уровень наблюдается в Павлодарской области, что может быть связано с природным фактором влияния. Распределение урана в глубинных водах превышает показатели поверхностных вод в 1,8 раз.

3. Разделение территории г. Павлодар на участки по среднему содержанию урана в питьевой воде, позволил выявить экологически неблагополучные участки: на первом месте – юго-восточный, на втором месте – юго-западный, на третьем – северо-западный.

Литература

1. Зекцер И.С. Подземные воды как компонент окружающей среды. - М.: Научный мир, 2001. – 328 с.
2. Кутковец А.А. Экологическая оценка питьевой воды и системы ее подготовки для нужд населения г. Костромы: Автореферат Дис. ... канд. биол. наук. – М., 2009. – 24 с.
3. Всемирная организация здравоохранения. Руководство по обеспечению качества питьевой воды. Том 1: 3-е изд. – Женева, 2004. – 63 с.
4. Определение урана в воде. Методика М 01-15-2010 ПНД Ф 14.1:2:4.38-95. 2005.

ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕМЕНТНОГО СОСТАВА ВОЛОС ДЕТЕЙ ПЕРВОМАЙСКОГО РАЙОНА ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

С.Н. Федорова, Д.В. Наркович

Научные руководители доцент Н.В. Барановская, инженер Д.В. Наркович

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Микроэлементы играют важную роль в функционировании живых организмов. Избыток или недостаток отдельных химических элементов или их соединений в организме нередко приводит к возникновению различных заболеваний.

Для выявления и предотвращения заболеваний необходим систематический контроль качества окружающей среды. Для обеспечения такого контроля удобно использовать материал, который легко отбирается и долго хранится. Таким материалом, по мнению ряда ученых, является волос человека [1].

Для исследования были выбраны дети, так как они в меньшей степени подвержены миграции, чем взрослое население и гораздо восприимчивее к воздействию техногенных факторов. Всего было отобрано 27 проб волос детей в возрасте 3–15 лет, проживающих на территории Первомайского района. Пробы волос детей отбирались по стандартной методике [4]. В выборку включались дети, не имеющие отклонений по медицинским показателям, коренные жители.

Для количественного определения химических элементов использовался инструментальный нейтронно-активационный анализ с облучением в канале исследовательского ядерного реактора Томского политехнического университета. Анализ позволяет определять содержание 29 элементов.

Первомайский район расположен на юго-востоке Томской области, на правобережье реки Чулым. С востока район граничит с Тегульдетским, с юга с Асиновским и Зырянским, запада с Асиновским и Молчановским, с севера Верхнекетским районами. В состав Первомайского района входит 6 поселений, которые включают 45 населенных пунктов, на территории района на 01.10.2010 года проживает 20 500 человек [3].

Основу экономики этого района представляет лесная и деревообрабатывающая промышленность, а также сельское хозяйство (мясное и молочное животноводство, производство зерна). На данной территории имеются месторождения строительного песка, мела, глины и минеральных красок [3].

Район не испытывает на себе мощного техногенного прессинга, ввиду отсутствия крупных промпредприятий на своей территории и сравнительно большой удаленности от Томск-Северской промышленной агломерации, однако в составе волос жителей прослеживаются некоторые специфические особенности накопления элементов.

Анализ элементного состава позволил установить, что содержание большинства элементов в районе не превышает среднеобластные показатели. В изучаемом материале на территории Первомайского района достоверно (непараметрический критерий Колмогорова-Смирнова, $p < 0,001$) в меньших количествах накапливается Na, Sc, Fe, Co, La, Sm, Au. Высоко значимо так же различие в содержании Se, в пробах из Первомайского района он содержится в больших количествах (рис. 1).

При рассмотрении ситуации внутри района были выявлены достаточно резкие различия в накоплении элементов в отдельных населенных пунктах района. В связи с этим, нами были выделены группы элементов со схожей тенденцией в содержании. В первую группу нами были отнесены элементы, содержание которых превышает среднеобластные показатели для основной массы поселков, это цинк и селен.

Ко второй группе относятся элементы, накапливающиеся в волосах детей во всех населенных пунктах в количествах, не превышающих среднерегиональный уровень – это такие элементы, как Sc, Cr, Co, La, Au, Hg, Th, U. Среди элементов Первомайского района, которые концентрируются ниже областного уровня, в целом никаких аномалий не выявлено, кроме элемента хрома. Хром имеет достаточно низкую концентрацию по сравнению с другими районами Томской области (к примеру, среднее содержание хрома в Александровском районе – 2,5 мг/кг).

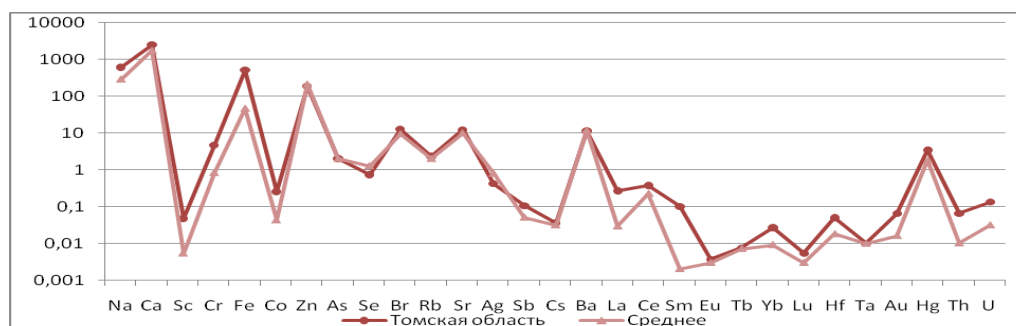


Рис. 1. Сравнительная диаграмма среднего содержания элементов в составе волос детей (мг/кг) в Первомайском районе и в Томской области

Хром – один из биогенных элементов, постоянно входит в состав тканей живых организмов. Снижение содержания хрома в пище и в крови приводит к уменьшению скорости роста и увеличению холестерина в крови.

Далее выделяется группа элементов, для которых отмечены аномальные содержания в волосах детей в некоторых населенных пунктах, тогда как в остальных их содержание близко или ниже среднеобластного уровня. В сравнении со средними показателями других районов Томской области содержание данных элементов сопоставимо и не выглядит аномальным, за исключением серебра.

Серебро – это тяжелый металл, а как и все тяжелые металлы при избыточном поступлении в организм токсично.

Был рассчитан суммарный показатель накопления элементов в составе волос детского населения районов Томской области. Для Первомайского района, наряду с Кожевниковским, этот показатель оказался самым низким по сравнению с другими районами (рис. 2). Данный факт может означать, что в данном районе преобладает недостаток химических элементов, накопления их в организме.

Как известно, недостаток, как и избыток, накопления элементов и их соединений в живых организмах повышает риск заболеваемости, а также способствует развитию различных патологий [2].

В Первомайском районе наблюдается повышенная заболеваемость нервной системы, нарушения обмена веществ у подростков в сравнении с другими районами Томской области [2].

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

При изучении особенностей накопления элементов в волосах детского населения Первомайского района в сравнении со среднеобластными значениями аномальных превышений не выявлено;

Исследования показали, что суммарный показатель накопления элементов в Первомайском районе в сравнении с другими районами относительно низок;

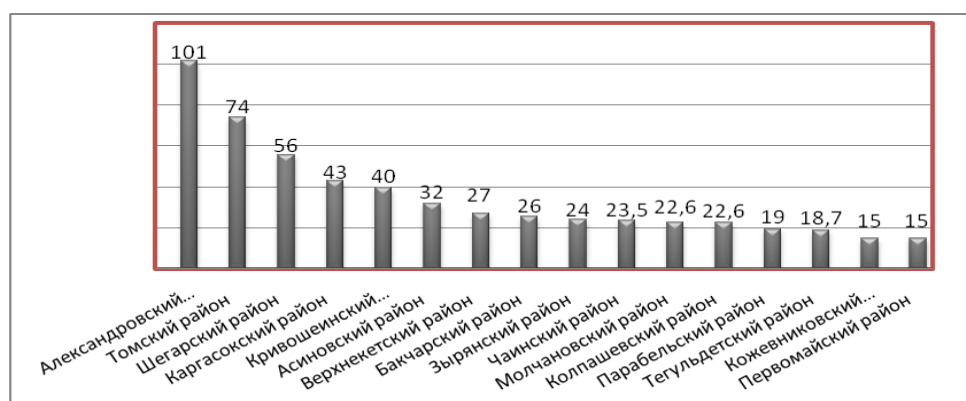
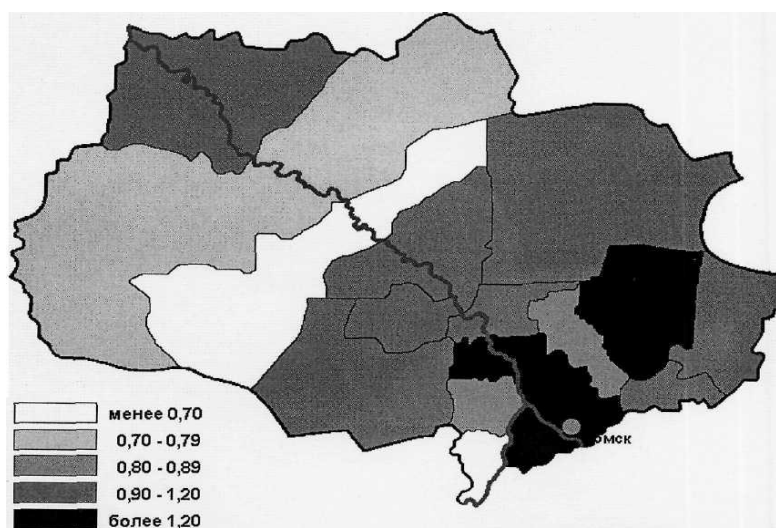


Рис. 2. Суммарный показатель накопления элементов в составе волос детского населения районов Томской области

Недостаток элементов в этом районе послужит поводом для дальнейших исследований в области медицины, геоэкологии и геологии для профилактики заболеваний населения.

Исследования проведены в рамках реализации ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009-2013 годы (проект 2011-1.2.2-141-005-009).



Карта общей заболеваемости детей Томской области (нормированный интенсивный показатель 1996-1998г.г.) по Зинченко, 2000г. [2]

Литература

1. Барановская Н.В. Общая характеристика элементного состава волос детей южной части Томской области // Тяжелые металлы и радионуклиды в окружающей среде: Материалы Международной конференции-Семипалатинск, 19-21 Окт 2006.- Семипалатинск, 2006.- с.433-441
2. Зинченко Н.С. Гигиеническое нормирование – основа обеспечения санитарно-эпидемиологического благополучия // Дисс. ... канд. мед. наук. – М., 1999. – 379 с.
3. Официальный сайт Первомайского района (электронный ресурс) URL: <http://pmr.tomsk.ru> (дата обращения 05.01.2012)
4. Element analysis of biological materials. Current problems and techniques with special reference to trace elements. Appendix II. Technical reports series. – № 197. – Viena: IAEA, 1980. – P. 351–367.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПОСЛЕДСТВИЯ РАЗРАБОТКИ ПРИСКОВ В БАЛЫКСИНСКОМ РУДНОМ РАЙОНЕ РЕСПУБЛИКИ ХАКАСИЯ

И.В. Федотова

Научный руководитель доцент Е.В. Шанина

Хакасский государственный университет им. Н.Ф. Катанова, г. Абакан, Россия

Разработка месторождений россыпного золота оказывает значительное воздействие на окружающую природную среду, в которой изменяются естественный круговорот вещества, динамика природных процессов, структура и продуктивность биосистем. Прежде всего, это проявляется в изменениях ландшафтов,

гидрологического, гидрохимического, гидробиологического режимов. Происходит интенсивное перераспределение химических элементов, охватывающее большие пространства; образуются геохимические аномалии. Помимо перечисленных факторов негативного воздействия на окружающую среду при строительстве и эксплуатации проектируемых объектов характерно шумовое воздействие на биологические комплексы. Эта проблема становится весьма актуальной, поскольку необходимо дать прогнозную оценку состояния нарушенных территорий после проведения разработок россыпей и разработать мероприятия по снижению воздействия на окружающую среду.

Административно Балыксинский рудный район расположен в западной части Аскизского района Республики Хакасия.

Агрессивные процессы проведения геологоразведочных и эксплуатационных работ привели к частичному, а местами полному нарушению геодинамических, а участками и геохимических ландшафтных условий. Предусмотренные мероприятия по рекультивации отработанных площадей не проводились. На объектах ранее проведенной золотодобычи гидравлическим способом простираются вереницы прудов-отстойников, заполненные водой или заболоченные. Вдоль подножья склонов прослеживаются водоотводящие каналы, по которым происходит образование оврагов. В тальвегах долин рек затронутых дражной разработкой россыпей, сохраняется так называемый «лунный» ландшафт. Все днище долин представляет собой вереницы отвалов и отстойников, связанных водотоками с основным руслом р. Балыксу, впадающей в р.Томь.

На рисунке дана обобщенная классификация нарушенных территорий, отражающая изменение структуры ландшафта речных долин, нарушаемых разработками месторождений россыпного золота [2].

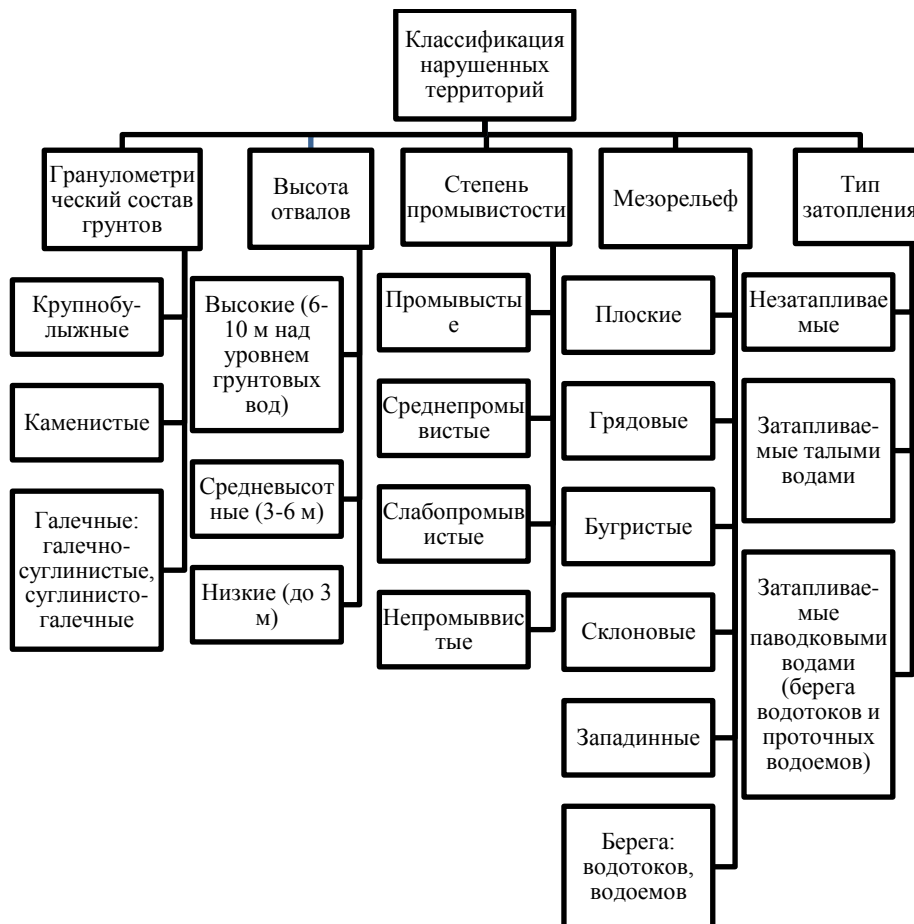


Рис. Классификация нарушенных территорий

Хотя геодинамические условия местности в Балыксинском рудном районе частично восстанавливаются, геохимические условия, как и в аналогичных золотодобывчных узлах, таких как Саралинский, Коммунарковский и др. остаются напряженными. Отвалы приводят к обогащению аллювиальных отложений тяжелыми минералами, которые загрязняют компоненты геологической и окружающей среды, что, безусловно, негативно сказывается на благосостоянии биотической части экосистем.

Эколого-геологическое состояние почвенного покрова и донных отложений приблизительно на 98% обследованной территории площадью 1372 км² классифицируется как умеренно опасная – по отношению к ПДК. Два процента площади Балыксинского золоторудного района относится к категории умеренно опасного и опасного загрязнения.

Очаги загрязнения почвенного покрова, донных отложений и поверхностных вод в основном приурочены к техногенным объектам. В почвах загрязнение обусловлено элементами 1 класса опасности, таких как мышьяк, свинец, цинк, кадмий, 2 класса опасности – медь, никель, кобальт и 3 класса опасности – барий, ванадий и марганец. Большая часть выделяемых аномалий концентрируется в бассейне р.Балыкса и прослеживается от верховьев рр. Веселая – Кедровка до п.Балыкса [5].

Основным загрязняющим элементом в процессе золотодобычи, как показали эколого-геологические исследования в Балыкском рудном районе, является ртуть, которая использовалась ранее старательскими артелями при извлечении золота из концентрата.

Ртуть – это самый опасный загрязнитель района. Общетоксичное воздействие ртути может привести к поражению центральной нервной системы людей, влиять на иммунитет, генеративную функцию и потомство. Яркий пример – болезнь Миномата. Ртуть относится к тяжелым металлам, которые не включаются в процесс самоочищения ГС. В ходе миграции она может менять лишь уровень концентрации или формы нахождения во всех средах жизнеобеспечения: в воде, воздухе, флоре и фауне, проявляя неуклонно тенденцию к накоплению.

Вторым весьма опасным загрязнителем является кадмий. В организме человека он может концентрироваться в печени, почках, поджелудочной и щитовидной железе и приводить к атеросклерозу, гипертонии, раку предстательной железы, распаду костной ткани.

Весьма опасны для живых организмов и высокие концентрации свинца, избыток которого в организме человека вызывает интоксикацию, поражение центральной нервной системы, печени, половых органов, вызывает мутагенное действие, ускоряет разрушение красных кровяных клеток.

Превышение допустимых концентраций мышьяка приводит у людей к раку легких [3, 4].

Все сказанное выше указывает на то, что необходимо организовывать сеть мониторинга геологической среды в районах повышенной опасности, одним из которых является Балыкский рудно-россыпной район. Мониторинг ГС в бассейне р.Балыксу необходим для определения степени устойчивости ртути и других тяжелых металлов 1–2 классов опасности к воде, температуре и процессам десорбции, а также их стабильность во времени.

Основываясь на полученных результатах эколого-геохимических исследований почв, грунтов, донных отложений, поверхностных и подземных вод, можно сделать некоторые заключения.

Результаты проведенных эколого-геологических работ показали, что длительный период золотодобычи в районе отрицательно сказался на экологическом состоянии исследуемой площади, что привело к необратимой трансформации природного ландшафта в техногенный.

В результате анализа полученной геохимической информации по всем компонентам ГС установлено, что 98% исследуемой площади относится к умеренно опасному (по отношению к ПДК) загрязнению. Специфичностью всей площади исследований являются повышенные концентрации относительно ПДК в твердой фазе мышьяка, иногда кадмия и бария. Все умеренно опасные и опасные объекты пространственно связаны с долиной реки Балыкса и ее притоков.

Высокая подвижность тяжелых элементов 1–3 классов опасности, являющихся главной составной частью ореолов и аномалий, повышает потенциальную опасность увеличения загрязнения территории. Приуроченность аномалий к гидроморфному ландшафту переводит их в разряд реально опасных для населения пп. Балыкса, Николаевка и Неожиданный.

Шлейф загрязнения, прослеживающийся по долине р. Балыкса от рек Веселая и Кедровка, образованный преимущественно мышьяком, свинцом, цинком, медью, кадмием и другими микроэлементами 2, 3 классов опасности.

При оптимизации техногенных ландшафтов рекомендуется на отработанных полигонах внесение минеральных удобрений при ранней стадии зарастания отвалов, т.е. на молодых отвалах (возраст 5–15 лет). Установлено, что оптимально внесение до 100 кг/га действующего вещества азота, т.к. при увеличении дозы происходит снижение кормовых качеств трав за счет появления сорных видов (*Rhinanthus vernalis*, *Artemisia vulgaris*, *Sonchus arvensis*).

Рекомендуется проводить рекультивационные работы на отработанных землях сразу после завершения горных работ, уменьшая тем самым процесс воздействия многолетнемерзлых пород. На больших площадях рекультивация должна проводиться и в период разработки месторождений (параллельная и промежуточная рекультивация для уменьшения негативных процессов деградации земель), и во время закрытия предприятия (окончательная рекультивация).

На промышленных отводах необходимо строго ограничить снятие почвенно-растительного покрова, и по возможности оставлять естественные участки с целью получения семенного фонда [1].

Литература

1. Глазырина М.А., Лукина Н.В., Чибрик Т.С., Филимонова Е.И. Биологическая рекультивация и мониторинг нарушенных промышленностью земель: Хрестоматия. – Екатеринбург: Изд-во Уральского государственного университета, 2008. – 256 с.
2. Космаков В. И. Организация хозяйства в лесах, нарушенных золотодобычей. – Новосибирск: Изд-во Наука, 2006. – 135 с.
3. Летувнинкас А.И. Антропогенные геохимические аномалии и природная среда: Учебное пособие [Текст] / А.И. Летувнинкас. – Томск: НТЛ, 2002. – 290 с.

4. Петросов А.А., Фефелов А.В. Экономика и организация разработки россыпных месторождений золота артелями старателей: Учебное пособие для вузов. – М.: Московский государственный горный университет, 2004. – 342 с.
5. Федотова И.В. Эколого-геологическая оценка воздействия на окружающую среду россыпной золотодобычи в Балькисинском рудном районе // Научное творчество молодежи: материалы XV Всерос. науч.-практ. конф., 28–29 апр. 2011 г. – Томск, 2011. – Ч. 1. – С. 249–251.

ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗУЧЕНИЯ СОДЕРЖАНИЯ УРАНА В ТАЛОЙ СНЕГОВОЙ ВОДЕ (НА ПРИМЕРЕ ТОМСКОГО РАЙОНА)

О.В. Франк, Е.А. Филимоненко

Научный руководитель доцент А.В. Таловская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В непосредственной близости от г.Томска, в центре самой населенной части Томской области расположен один из крупнейших в мире и в России комплекс предприятий ядерно-топливного цикла (ЯТЦ), известный как Сибирский химический комбинат (СХК). В связи с известными процессами, происходящими в России, характер деятельности комбината стал известен населению, и возник естественный вопрос о степени влияния СХК на окружающую среду и состояние здоровья населения, проживающего вблизи него. Так, например, вокруг данного предприятия существует зона повышенного по сравнению с фоном радиоактивного загрязнения окружающей среды. Экологическая обстановка в Томском районе в целом не является благоприятной, что обусловлено комплексным воздействием факторов химической и радиационной природы [5]. Исследования в Северном промышленном узле г. Томска показали, что загрязнение этой территории имеет многофакторный характер:

- перенос загрязняющих веществ от предприятий в окружающую среду осуществляется главным образом аэрозольным путем;
- существенное воздействие оказывают прямые сбросы жидких производственных отходов, а также утечки из различного рода инженерных сооружений, свалок и т.д.;
- основным источником азотно-органического и микробиологического загрязнения являются предприятия агрокомплекса;
- воздействие нефтехимического комплекса фиксируется наличием специфических органических соединений (гептан, бензол, метанол и др.), а также Br, Sb (Языков и др., 1998) и специфическими микробиоценозами (углеводородоокисляющие и другие бактерии);
- воздействие предприятий ЯТЦ фиксируется наличием в природных средах специфических компонентов (^{137}Cs и др.);
- воздействие города достаточно существенно и весьма разнообразно, хотя концентрация отдельно взятых «городских» загрязняющих веществ не высоки;
- в зоне техногенного влияния наблюдаются значительные отклонения биоиндикаторных показателей, а также показателей здоровья населения, выражающегося прежде всего в снижении иммунорезистентности организма [7].

Основные источники поступления урана в окружающую среду в Томском районе – Туганское цирконий-урановое месторождения, обогащенные урана и тория; а также промышленные предприятия Томск-Северской промышленной агломерации – топливно-энергетический комплекс гг. Томска и Северска и Сибирский химический комбинат [9].

Снежный покров является эффективным накопителем органических и неорганических соединений, выпадающих из атмосферного воздуха. В связи с этим можно рассматривать снег и соответственно талую снеговую воду как индикаторы загрязнения атмосферного воздуха, что подтверждается многими исследователями [1, 3, 11].

Целью данной работы является изучение содержания урана в пробах талой снеговой воды, отобранных в населенных пунктах Томского района.

Материалом для изучения концентрации урана в талой снеговой воде являются пробы, отобранные в 2011 г. сотрудниками и студентами кафедры геоэкологии и геохимии (ГЭГХ) Томского политехнического университета (ТПУ) в зоне воздействия СХК – сс. Самусь и Наумовка (Томский район), а также в районе, удаленном от техногенных объектов – с. Сулзат (Молчановский район).

Изучение содержания урана в твердом осадке снега проводилось в ядерно-геохимической лаборатории международного инновационного образовательного центра «Урановая геология» кафедры ГЭГХ ТПУ с помощью инструментального нейтронно-активационного анализа (аналитик с.н.с. А.Ф. Судыко, Н.В. Богутская). Авторы проводили исследование содержания урана в талой снеговой воде флуориметрическим анализом на приборе «Флюорат-02-2М» в лаборатории микроэлементного анализа МИНОЦ «Урановая геология» при консультации доцента Осиповой Н.А. Предел обнаружения UO_2^{2+} составляет 2 мкг/дм³. Выполнение анализа проводится согласно утвержденной методике [2]. Объем отбираемой для анализа пробы составляет 0,5 дм³. Эта проба консервируется концентрированной азотной кислотой из расчета 7 см³ на 1 дм³. Концентрацию урана в растворах определяют методом измерения интенсивности замедленной флуоресценции урана при длине волны 530 нм при ее возбуждении ультрафиолетовым излучением. Для усиления люминесценции в раствор вводят полисиликат натрия (рН 8 – 10).

Приготовление вспомогательного раствора полисиликата натрия происходит следующим образом: Взвешивают 5,2 г гидроксида натрия во фторопластовом стакане вместимостью 200 см³, растворяют в 100 см³ деионизированной воды и вносят 14 г диоксида кремния. Отмечают уровень жидкости в стакане и неплотно закрывают стакан фторопластовой крышкой. Нагревают содержимое стакана до слабого кипения. При необходимости добавляют деионизированную воду до метки. Нагревание продолжают до полного растворения диоксида кремния, но не более восьми часов. Смесь отстаивают и сливают с осадка (в случае его присутствия) во фторопластовый стакан вместимостью 100 см³ с завинчивающейся крышкой или во фторопластовую колбу. Закрывают плотно крышкой или полиэтиленовой пробкой для предотвращения попадания углекислоты воздуха. Срок хранения раствора полисиликата не более одного месяца. Раствор запрещается хранить в стеклянной посуде. При появлении осадка готовят новый раствор. Измерение концентрации урана в пробах: в отдельную пробирку помещают 5 см³ деионизированной воды, при помощи дозатора вводят 0,5 см³ пробы и 0,5 см³ полисиликата натрия. Раствор перемешивают и помещают в кювету анализатора. Измеряют концентрацию урана в режиме «Измерение» [2].

В результате исследования выявлено, что в пробах из с. Самусь содержание урана в не фильтрованной талой снеговой воде изменяется от <0,1 до 0,161 мкг/дм³, в фильтрованной воде – от <0,1 до 0,126 мкг/дм³, в пробах твердого осадка снега – от 3,76 до 4,68 мг/кг (табл.). В пробах из с. Наумовка содержание урана в не фильтрованной талой снеговой воде изменяется от <0,1 до 0,654 мкг/дм³, в фильтрованной воде – от <0,1 до 0,101 мкг/дм³, в пробах твердого осадка снега – от 5,4 до 6,42 мг/кг. В пробах из с. Сулзат содержание урана в не фильтрованной и фильтрованной талой снеговой воде находится на уровне <0,1 мкг/дм³, в пробах твердого осадка снега – от 1,0 до 2,9 мг/кг. Повышенное содержание урана в талой снеговой воде и в нерастворимой фазе снега в пробах из сс. Самусь и Наумовка связано с переносом загрязнений от предприятий Томск-Северской промышленной агломерации согласно преобладающему направлению ветра, что было ранее показано в работах [5, 6, 9, 10]. По данным работы Л.П.Рихванова [5], сс. Самусь, Георгиевка и Наумовка находятся в зоне действия СХК, здесь обнаруживается наибольшая эффективная эквивалентная доза (>750 мЗв). Кроме этого, эколого-геохимические исследования в 2001 году снегового покрова в населенных пунктах в зоне влияния СХК показали, что в пылеаэрозольных выбросах данного предприятия устанавливается повышенная величина суммарной альфа- и бета-активности в пробах снеготалой воды в отдельных точках до 0,023 и 0,057 Бк/дм³ соответственно [9].

Таблица

Содержание урана в талой снеговой воде и твердом осадке снега на территории Томского и Молчановского районов Томской области

Населенный пункт	Количество проб талой снеговой воды	Содержание урана в снеговой воде*, мкг/дм ³		Количество проб твердого осадка снега	Содержание урана в твердом осадке снега**, мг/кг
		Нефильтрованная	Фильтрованная		
с. Самусь	30	<0,1-0,161	<0,1-0,126	6	4,24
с. Наумовка	31	<0,1-0,654	<0,1-0,101	5	5,86
с. Сулзат	31	<0,1-0,119	<0,1	5	1,72

Примечание: в таблице представлены значения от минимального до максимального содержания, * – по данным флуориметрического анализа, ** – по данным ИНАА, фоновое содержание урана в твердом осадке снега – 0,2 мг/кг [9].

В целом по результатам исследования проб нефильтрованной и фильтрованной талой воды, было определено, что содержание урана в них находится преимущественно на уровне <0,1 мкг/дм³, но встречаются отдельные пробы с повышенным содержанием урана, как было отмечено выше. Это может свидетельствовать о том, что уран в основном концентрируется в нерастворимой фазе снегового покрова. Данное предположение подтверждается данными Ю.П. Попова [4] по исследованию жидкой и нерастворимой фазы снеговых проб в районе ТЭЦ-3 г. Новосибирска. По результатам этих исследований было установлено, что в фильтрате снеговой воды уран присутствует в количествах менее 10⁻⁷ г/дм³, и основная масса урана выпадает с пылевой фракцией снеговых осадков.

Литература

1. Геохимия окружающей среды / Ю.Е. Саэт, Б.А. Ревич, Е.П. Янин. – М.: Недра, 1990. – 335 с.
2. Методика выполнения измерений массовой концентрации урана в пробах природных, питьевых и сточных вод флуориметрическим методом с использованием анализатора жидкости «Флюорат-02». – Санкт-Петербург, 2007. – 40 с.
3. Методические рекомендации по геохимической оценке загрязнения территории городов химическими элементами. – М.: ИМГРЭ, 1982.
4. Попов Ю.П. Радиоактивное загрязнение снеговых выпадений в зоне влияния ТЭЦ // Радиоактивность и радиоактивные элементы в среде обитания человека: Материалы III международной конференции. – Томск: STT, 2009. – 758 с.
5. Рихванов Л.П. Общие и региональные проблемы радиоэкологии. – Томск: Изд-во ТПУ, 1997. – 384 с.

6. Состояние окружающей среды Томской области в 2004 году / Департамент природных ресурсов и охраны окружающей среды и ОГУ «Облкомприрода» Администрации Томской области; под ред. А.М. Адама. – Томск, 2005. – 180 с.
7. Эколого-геохимические особенности природных сред Томского района и заболеваемость населения / Л.П. Рихванов, Е.Г. Язиков, Ю.И. Сухих и др. – Томск, 2006. – 216 с.
8. Эргашев Д.Э. Метод определения естественного и техногенного урана в объектах окружающей среды. Автореферат. Дис. ... канд. физико-математических наук. – Томск, 2004 – 221 с.
9. Язиков Е.Г. Экогеохимия урбанизированных территорий юга Западной Сибири: Автореферат. Дис. на соискание ученой степени доктора геол.-минер. наук. – Томск, 2006. – 47 с.
10. Язиков Е.Г., Таловская А.В., Жорняк Л.В. Оценка эколого-геохимического состояния территории г.Томска по данным изучения пылеаэрозолей и почв. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 264 с.
11. Язиков Е.Г. Рихванов Л.П. Содержание радиоактивных и редкоземельных элементов в аэрозольных выпадениях снегового покрова различных территорий Западной Сибири // Радиоактивность и радиоактивные элементы в среде обитания человека: Материалы Междунар. конф.. Томск, 22-24 мая 1996 г. – Томск: Изд-во ТПУ, 1996. – С. 313-316.

ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ОПАСНОСТИ ДЕФОРМАЦИИ И РАЗРУШЕНИЯ ЗЕМНОЙ ПОВЕРХНОСТИ ГОРОДА ПРОКОПЬЕВСКА В РЕЗУЛЬТАТЕ ЗАКРЫТИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

К.И. Хафизова

Научный руководитель ст. преподаватель В.Е. Коноплева

***Прокопьевский филиал Сибирского государственного индустриального университета,
г. Прокопьевск, Россия***

Рост числа нарушенных земель, их деградация – последствия не проводимой вовремя рекультивации земель после завершения разработки полезных ископаемых. Решить данную проблему можно с помощью организации четкой системы льгот, поощрений и санкций в области земельных отношений, а также введения унифицированного порядка производства по делам о нарушении правил охраны и использования земельных ресурсов. Эффективность такого решения заключается в том, что взимаемые денежные средства за ущерб, наносимый земле, могут использоваться на восстановление земель, предоставление льгот предприятиям, своевременно проводившим рекультивацию и другие природоохранные меры.

Практическая значимость нашего исследования состоит в том, что более ответственной руководители предприятий будут относиться к экологическим проблемам города, а молодое население города будет информированно.

Цель исследования – изучить негативное влияние на деформацию и разрушение земной поверхности города в результате закрытия предприятий угольной промышленности.

Задачи:

1. Показать современное состояние аварийности земной поверхности закрытых угольных предприятий Кузбасса в сравнении с закрытыми предприятиями других угольных бассейнов страны.
2. Осветить некоторые проблемы в экологии города.
3. Проанализировать негативные последствия разрушения земной поверхности при ликвидации угольных предприятий города.
4. Предложить методы решения существующих проблем.

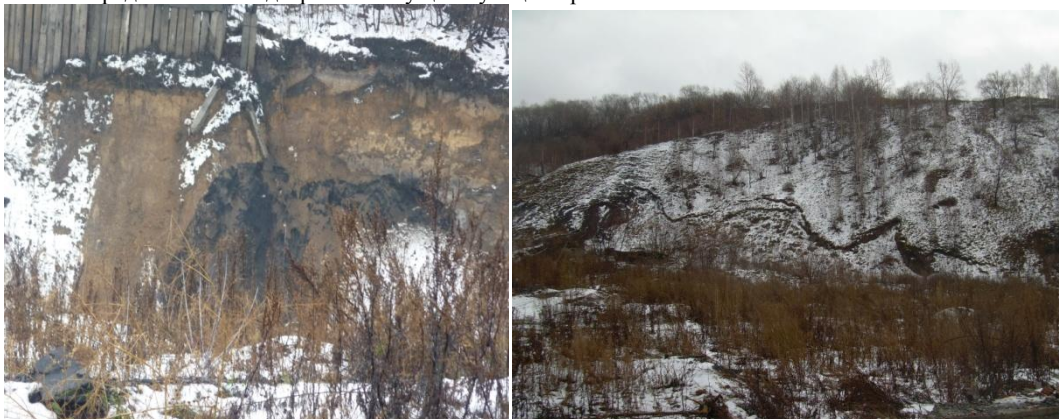


Рис. Провалы и разломы поверхности земли

Объектом исследования стали некоторые действующие шахты, разрезы и закрытые шахты города – Центральная, Северный Маганак, Ноградская, Калинина.

В работе использовались следующие методы: аналитический, сопоставительный, метод наблюдения, фотомониторинг.

Кузнецкая земля хранит в своих недрах несметные богатства. Но все же по праву самым главным полезным ископаемым является уголь. Во многих городах Кузбасса именно добыча угля является одним из

самых важных направлений. Один из таких городов – Прокопьевск. Высокая нарушенность земной поверхности в результате ведения горных работ является весьма характерной особенностью шахт. В Кузбассе и на других месторождениях, где разрабатываются, свиты сближенных мощных и средней мощности пластов на поверхности образуются значительные по площади участки, разбитые трещинами, уступами, провальными воронками. изменение гидродинамического режима в процессе затопления сопровождается различными негативными последствиями. Современные методы математического моделирования позволяют в некоторой степени решить задачу прогнозирования последствий затопления шахт. При этом необходимо организовать комплексный мониторинг подземных, поверхностных вод, экзогенных геологических процессов и т.д. При подземных разработках угольных пластов внутри горного массива происходит образование пустот, что является причиной сдвижения горных пород и земной поверхности. После окончания процесса сдвижения выработанным пространством образуются три зоны: зона обрушения, зона трещин, зона прогибов.

Завершающим этапом сдвижения горных пород является образование на дневной поверхности мульды сдвижения. При этом отдельные точки мульд сдвигаются неравномерно, в результате чего возникают вертикальные (наклоны, кривизна) и горизонтальные (растяжение, сжатие) деформации, также трещины, уступы и провалы [1].

Сдвигание и деформация горных пород и земной поверхности, в определенных условиях, могут вызвать увеличение водо-газопроницаемости пород над выработанным пространством.

При затоплении шахт процессы сдвижения и деформаций массива земной поверхности могут происходить в силу следующих причин [2]: уплотнение пород и изменение их свойств; разрушение оставленной крепи, если глубина расположения выработок в массиве находится в пределах до 80 м; перемещение структурных блоков по ослабленным контактам местях выходов тектонических нарушений; нарушение устойчивости барьерных целиков и целиков различного назначения, оставленных в выработанном пространстве; изменение геомеханических и гидрогеологических условий среды. На сегодняшний день статистические данные показывают, что число зарегистрированных провалов и проседаний в пределах шахтных пол ликвидированных шахт осталось на прежнем (доликвидационном) уровне [1].

Изменение геодинамического и геохимического состояния пород на полях затопляемых шахт может привести к проявлению техногенных землетрясений. Опыт наблюдений показывает, что выемка даже небольших по мощности пластов вызывает реакцию массива на значительном удалении от места отработки. Техногенные землетрясения зарегистрированы как Кузбассе, так и в других угольных бассейнах (Рурский). Аналогичная картина наблюдается и в горнодобывающих районах Польши, Южно Африки, Индии и др.

На поле шахте Анжерская, разрабатывавшей неудороопасные пласты, 2 октября 1997г. (центральная часть города Анжеро-Судженска) произошел сейсмический толчок, зарегистрированный Новосибирской сейсмической станцией как сильное техногенное землетрясение [1]. Лесотехническая рекультивация, проводимая на шахтах в рамках природоохранных мероприятий практически не снижает степень крайне отрицательного воздействия шахт на окружающий ландшафт горных отводов. Но помимо проблем экологии, существуют проблемы охраны здоровья жителей региона. Здоровье населения Кузбасса, как интегрированный показатель социально – экологической ситуации, формируется под воздействием всей совокупности социальных, экономических и природных факторов, среди них большая часть кузбассовцев (65%) испытывает вред, наносимый окружающей среде предприятиями.

Литература

1. Азимов Б.В. Проблемы ликвидации экологических последствий при закрытии угольных предприятий по добыче / Экологическое регулирование хозяйственной деятельности предприятий: Сборник статей. – Пермь, 2000. – С. 65–68.
2. Вдовенко В., Харченко Н.В. Экологическая безопасность Кемеровской области как фактор ее устойчивого развития // Вестник КузГТУ, 2003. – №1. – С. 8–11.

ЗАГРЯЗНЕНИЕ СНЕГОВОГО ПОКРОВА ГОРОДА АНГАРСКА

М.С. Холодова

Научный руководитель профессор В.И Гребенщикова

**Институт геохимии им. А.П. Виноградова Сибирского отделения Российской академии наук,
г. Иркутск, Россия**

Анализ проб снежного покрова был положен нами в основу программы исследований по оценке распределения микро- и макроэлементов из атмосферы на поверхность городов Иркутской области, начатых еще с 1994 года. В дальнейшем, сеть пробоотбора была расширена. Основной целью в 2011 г. было изучение химического состава снежного покрова на территории города Ангарска Иркутской области.

Всего за 2011 год было отобрано 46 снеговых проб. Схема пробоотбора составлялась на основе имеющихся расчетных данных загрязнения атмосферного воздуха, а также на основе фактической информации об экологическом состоянии на территории города.

Пробоотбор производился в период максимального снегонакопления и до наступления весеннего снеготаяния. Оценка снежного покрова обследуемой территории проводилась в соответствии с существующими нормативно-методическими документами:

- «Методическими рекомендациями по оценке степени загрязнения атмосферного воздуха населенных пунктов металлами по их содержанию в снежном покрове и почве» 5174-90 [2];
- «Руководство по контролю загрязнения атмосферы» РД 52.04.186 – 89 [2].

Отобранные пробы были проанализированы на основные химические элементы. При анализе состояния снежного покрова в талой воде измерялись величина рН (5,5–6,5), удельная электропроводность (12–71 мксм), содержание всех макро- и микроэлементов. В твердой фазе определялись содержания тяжелых металлов: Hg, Be, Ni, Al, Li и др.

Большинство металлов имеют повсеместное распространение. В условиях загрязнения неоднородность распределения металлов возрастает. Сопоставление концентраций металлов с региональным фоном свидетельствует о значительном их превышении. В таблице представлены средние значения элементов жидкой фазы снегового покрова относительно регионального фона.

Таблица

Среднее содержание элементов растворимой фазы снежного покрова в г. Ангарска

Группы	Элемент	Промышленная зона (мкг/л)	Городские агломерации (мкг/л)	Региональный фон Иркутской области за период с 2008-2011 гг. (мкг/л)
I	As	3,2	0,34	0,36
	Cd	0,04	0,12	0,07
	Hg	0,002	0,003	0,003
	Pb	0,29	0,16	0,24
	Zn	7,8	25,8	18,6
II	B	41,73	60,62	21,79
	Co	0,35	1,33	0,38
	Mo	2,18	1,21	0,40
	Cu	3,04	5,02	2,10
	Cr	1,8	0,82	0,30
	Sb	0,52	0,18	0,12
III	Ba	20,94	20,03	19,27
	V	5,31	1,97	1,31
	Mn	6,2	29,32	18,26
	Sr	110,71	39,72	24,90

Для меди при средних значениях по городу 5,02 мг/л превышение относительно регионального фона составляет примерно 2 раза. Суточная потребность взрослого человека в меди, по данным ВОЗ, определяется в 2–5 мг или 30 мкг/кг массы тела. Максимально допустимое суточное поступление – 50 мкг/кг. Накопление химических элементов во внутренних органах человека приводит к развитию различных заболеваний. Из элементов больше всего в организме человека накапливаются кадмий, хром – в почках, медь – в желудочно-кишечном тракте, ртуть – в центральной нервной системе, цинк – в желудке, двигательном аппарате, мышьяк – в почках, печени, легких, сердечно-сосудистой системе, селен – в кишечнике, печени, почках, бериллий – в органах кроветворения, нервной системе [1]. Таким образом, каждый элемент, любого класса опасности в избыточных количествах оказывает токсическое действие на организм человека, что приводит к микроэлементам.

По запыленности снежного покрова можно выделить несколько зон техногенного загрязнения. На формирование запыленности территории большое влияние оказывает, как уже отмечалось, преобладающие (60%) направления ветров вдоль долины р. Ангары, рассеивающие техногенную пыль за пределы ее источников [3].

Город Ангарск попадает в зону влияния запыленности (рис.). Первая зона включает территорию промплощадки, которая протягивается вдоль левобережья р. Ангары, где содержание твердого осадка в снеге 20–44 г/м³. Вторая зона окаймляет первую и протягивается к центру города, содержание пылевой фазы в снеге составляет 10–22 г/м³. Третья и четвертая зоны (содержание твердого осадка в снеге 7–11 г/м³) прослеживаются вдоль всей центральной части города. Пятая зона формирует более удаленный ореол, куда входят жилые кварталы (2,4–6 г/м³).



Рис. Площадное распределение уровня запыленности в г. Ангарске (г/м³)

Таким образом, выделяются пять зон от условно допустимого до опасного загрязнения. Следует отметить, что часть жилых застроек входит в зону наибольшего загрязнения. Распределение показателей запыленности снежного покрова закономерное: наиболее высокие значения их приурочены, как правило, к промышленным зонам, они уменьшаются на удалении от них. Выявленные закономерности могут быть объяснены тем, что для г. Ангарска источниками поступления тяжелых металлов воздушную среду служат как твердое топливо, так и отходы переработки нефтепродуктов и их сжигание. В целом Иркутский промышленный район формирует единый техногенный поток рассеяния тяжелых металлов, протягивающийся от г. Ангарска по направлению основных ветров (северо-западных) через г. Иркутск до оз. Байкал.

Литература

1. Экологические проблемы урбанизированных территорий / Под ред. А.Н. Антипов, В.А. Баландин и др. – Иркутск: Издательство ИГ СО РАН, 1998. – 200 с.
2. Государственный доклад 2009 г. О состоянии и об охране окружающей среды Иркутской области в 2009 году. – Иркутск: Главное управление природных ресурсов и охраны окружающей среды МПР России по Иркутской области, 2010. – 585 с.
3. И.С. Ломоносов, В.Н. Макаров, А.П. Хаустов и др. Экогеохимия городов Восточной Сибири. – Якутск.: Ин-т мерзлотоведения СО РАН, 1993. – 108 с.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОПРОВОДА «СЕВЕРНЫЙ ПОТОК»

К.В. Цивелёв, Д.В. Колесник

Научный руководитель доцент Л.Д. Свинцова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Газопровод «Северный поток» («Nord Stream») – это магистральный газопровод между Россией и Германией, проходящий по дну Балтийского моря. Является принципиально новым маршрутом экспорта российского газа в Европу. Целевыми рынками поставок по «Северному потоку» являются Германия, Великобритания, Нидерланды, Франция, Дания и другие страны. Трасса «Северного потока» проходит по дну Балтийского моря от Выборга (Ленинградская область) до Грайфсвальда (Германия) (рис.). Ожидается, что это будет один из самых протяженных подводных газопроводов. Соглашение о строительстве было подписано в начале сентября 2005 в ходе визита российского президента Владимира Путина в Германию [2].

Новый газопровод имеет большое значение для обеспечения растущих потребностей европейского рынка в природном газе. Согласно прогнозам, импорт газа в страны Европейского Союза возрастет в ближайшее десятилетие примерно на 200 млрд куб. м, или более чем на 50%. Благодаря прямому соединению крупнейших в мире запасов газа, расположенных в России, с европейской газотранспортной системой, «Северный поток» сможет удовлетворить около 25% этой дополнительной потребности в импортируемом газе. В связи с этим еще в декабре 2000 года решением Европейской Комиссии проекту «Северный поток» был присвоен статус «Трансевропейские сети», который был в очередной раз подтвержден в 2006 году. Это означает, что трубопровод «Северный поток» представляет собой ключевой проект по созданию важнейших трансграничных транспортных мощностей, направленный на обеспечение устойчивого развития и энергобезопасности Европы.

Морские трубопроводы в отличие от сухопутных обладают существенно меньшей взрыво- и пожароопасностью при эксплуатации в связи с отсутствием в воде большого количества кислорода. Кроме того, благодаря тому, что морские газопроводы способны выдерживать более высокое давление, Nord Stream может

работать без промежуточных компрессорных станций. Отсутствие компрессорных станций на 40% сокращает выбросы парниковых газов от работы морского газопровода в отличие от наземного.



Рис. Маршрут «Северного потока»

Технические характеристики проекта [3]:

- Протяженность - 1224 км.
- Внутренний диаметр труб - 1153 мм.
- Максимальная глубина моря в местах прохождения трубы — 210 м.
- Две параллельные линии производительностью 27,5 млрд куб. м. каждая.
- Каждая из линий состоит из 100 тысяч 12-метровых труб.
- Проектное давление газа внутри газопровода - до 220 бар.
- На трубы нанесено внутреннее антифрикционное покрытие, внешнее антикоррозийное и утяжеляющее бетонное покрытие.
- Средний вес каждой бетонированной трубы - 24 тонны.
- Ресурсная база трубопровода — Южно-Русское месторождение с запасами около 800 млрд м³ и, как было объявлено в октябре 2006, на более поздней стадии — Штокмановское газовое месторождение с запасами 3,7 трлн м³.

До начала строительных работ была проведена подробная оценка предполагаемого воздействия газопровода на окружающую среду. Показано:

- трубопроводные проекты оказывают воздействие на морскую среду только на этапе строительства, тогда как во время эксплуатации это воздействие незначительно;
- наиболее сильное вредное воздействие при прокладке морских трубопроводов проявляется в районах нереста, например, трески;
- подготовка дна для укладки труб нарушает его поверхность;
- шумовое воздействие на экологию;
- подводные кабельные линии могут оказывать электромагнитное воздействие на окружающую среду.

В результате проведения строительных работ и эксплуатации трубопроводов, возникает ряд опасностей на море:

- Столкновение строительных судов и других судов, курсирующих по Балтийскому морю;
- Строительные работы, ведущие к извлечению из-под земли неразорвавшихся боеприпасов или химических отравляющих веществ (ХОВ);
- Зацепление снастей рыболовных судов за трубопроводы, что приводит к ущербу для тралового оборудования, а в крайних случаях несоблюдения правил, к утрате рыболовного судна;
- Авария на трубопроводе (по ряду возможных причин), ведущая к выбросу газа, который может воспламениться и оказать воздействие на суда в Балтийском море.

Возможными причинами аварий могут быть коррозия материалов, дефекты материалов и механические дефекты конструкций, природные явления (течения и волны, штормы), внешние воздействия (рыболовство, военно-морское и коммерческое судоходство) и прочие, неизвестные явления (саботаж).

В случае аварийной ситуации негативное воздействие газопровода будет проявляться, прежде всего, в загрязнении воды и атмосферы метаном. Максимальные потери газа в случае аварии на подводном переходе составят около 10000 тонн. При этом лишь небольшая его часть успеет раствориться, так как метан имеет малую растворимость в воде, равную 23 мг/л при 20 °С [1]. При разрыве газопровода на шельфе негативное воздействие природного газа на рыб, находящихся на ранних стадиях развития, будет усилено мощным гидродинамическим

ударом. В зимний период в акватории со сплошным ледовым покровом негативные экологические последствия будут значительно более интенсивными.

Проект «Северный поток» предусматривает минимизацию воздействий на окружающую среду. Так, строительные работы приостанавливаются на время нереста сельди, а также на время остановки перелетных птиц в этих местах. Укладка трубы в траншеи способствует обеспечению безопасности трубопровода во время эксплуатации: защищает их от повреждения якорями, обеспечивает устойчивость и повышает надежность трубопровода на участках с неровным дном. Для предотвращения коррозии на трубы наносится антикоррозионное покрытие. К трубам прикрепляются расходимые аноды.

Строительство и эксплуатация газопровода «Северный поток» вызывает много опасностей, которые создают риски для представителей общественности и окружающей среды. Такие риски и их воздействие будут меняться в ходе срока эксплуатации проекта.

В сентябре 2011 года начато заполнение технологическим газом первой из двух ниток. 8 ноября 2011 года начались поставки газа. Представители проекта «Nord Stream» предполагают, что срок службы новой магистрали составит не менее чем 50 лет. После прекращения эксплуатации газопровода трубы, скорее всего, останутся на дне Балтийского моря. В «Nord Stream» считают, что поднятие газопровода на поверхность будет не только крайне затратным мероприятием, но и вредным для экологического состояния окружающей среды

Литература

1. Инженерный справочник [Электронный ресурс]. – режим доступа: <http://www.dpva.info>
2. Свободная энциклопедия [Электронный ресурс]. – режим доступа: <http://ru.wikipedia.org>
3. Nord Stream [Электронный ресурс]. – режим доступа: <http://www.nord-stream.com>

ДИНАМИКА НАКОПЛЕНИЯ ХИМИЧЕСКИХ ЭЛЕМЕНТОВ В ЛАБАЗНИКЕ ВЯЗОЛИСТНОМ (FILIPENDULA ULMARIA) ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Е.В. Черненькая, А.С. Миронова

Научный руководитель доцент Н.В. Барановская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Биота – наиболее динамичная составляющая любого ландшафта. При техногенном загрязнении она испытывает дополнительное воздействие и может играть роль биоиндикатора загрязнения. Изучение динамики элементного состава растений является особенно показательным при составлении картины изменения окружающей среды.

Цель работы – исследование динамики элементного состава надземной части лабазника вязолистного (*Filipendula ulmaria*).

Надземную часть лабазника вязолистного собирали в летний период 1999–2011 гг. в Томской области. Также были отобраны образцы лабазника вязолистного с 1912 по 1957 гг. из гербария им. П.Н. Крылова Национального исследовательского Томского государственного университета. Общее количество проб составляет 47.

Исследование элементного состава выполнялось после озоления образцов в муфельной печи при температуре 450–500 °С. Анализ образцов выполняли методом нейтронно-активационного анализа с облучением тепловыми нейтронами на исследовательском ядерном реакторе Национального исследовательского Томского политехнического университета в ядерно-геохимической лаборатории кафедры геоэкологии и геохимии, имеющей аккредитацию, под руководством с.н.с. А.Ф. Судыко.

Методом нейтронно-активационного анализа установлено наличие 28 элементов в надземной части лабазника вязолистного. Качественный состав образцов лабазника вязолистного, собранных в разных местах, практически идентичен, в то время как количественное содержание химических элементов значительно различается по годам. Так, нами выделены условные временные промежутки, характеризующие «доядерный» (1912–1948 гг.), «ядерный» (время проведения наиболее интенсивных ядерных испытаний в различных районах мира – 1949 – 1981 гг.) и «современный» (1982–2011 гг.) периоды. Динамика накопления элементов в эти промежутки времени в составе лабазника, произрастающего на территории Томской области, различна. Выделяются три группы элементов, согласно динамике накопления.

К первой группе относятся такие элементы, как кальций, скандий, стронций, барий, лантан, самарий, цезий, тантал, золото, торий. Элементы этой группы имеют однозначную тенденцию к увеличению содержания от ранних временных сборов растений к поздним (рис. 1).

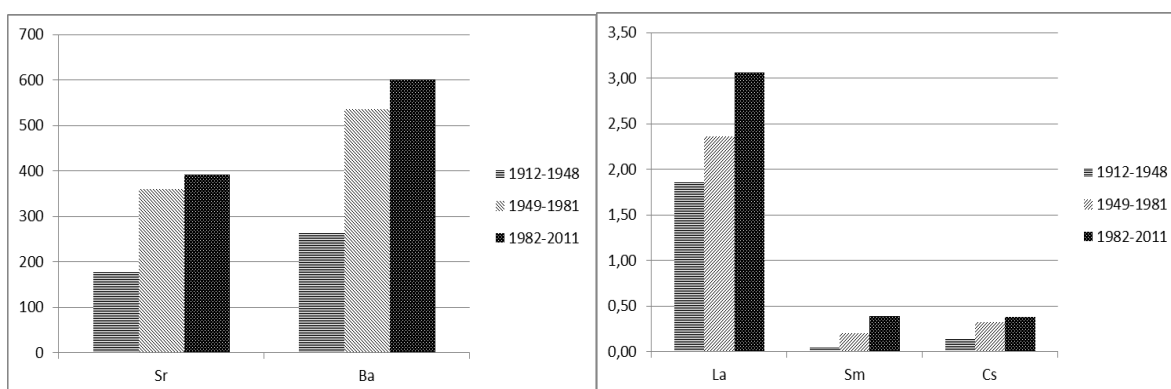


Рис. 1. Динамика накопления химических элементов (мг/кг) в лабазнике вязолистном (*Filipendula ulmaria*) на территории Томской области в зависимости от времени сбора

Стронций и цезий являются характерными элементами для ядерного техногенеза. Повышенные содержания цезия приходятся на периоды 1950-1951г., 1999г. и снижается в 2002–2003г. что отражает, вероятно, изменение геохимии техногенеза (рис. 2). Период 50-х годов мы принимаем за время интенсивных ядерных испытаний в атмосфере на ближайших к области полигонах: Новоземельском и Семипалатинском. Данный временной промежуток характеризуется интенсивным поступлением этих элементов в различные природные среды в результате глобального рассеяния, в том числе выпадение с пылеаэрозолями [3].

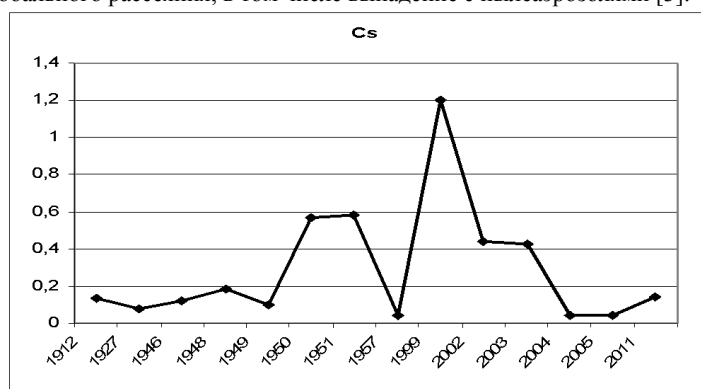


Рис. 2. Динамика накопления цезия (мг/кг) в лабазнике вязолистном (*Filipendula ulmaria*) на территории Томской области в зависимости от времени сбора

Динамика накопления цезия в лабазнике вязолистном хорошо коррелирует с распределением цезия в торфяниках Томской области в зоне влияния предприятий ядерно-топливного цикла [1]. Здесь повышенные содержания цезия соответствуют ≈ 2000 г., 1989–1993гг., 1977г., 1952–1962гг.

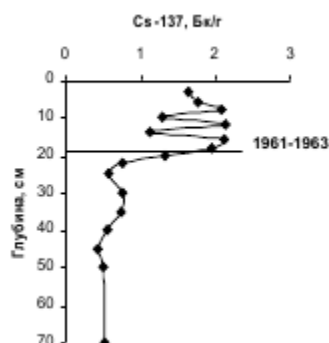


Рис. 3. Распределение ^{137}Cs в профиле болота Петропавловский Рям [1]

Это подтверждает наше предположение о влиянии процессов глобального ядерного техногенеза на накопление химических элементов в растительности на территории Томской области.

Вторая группа химических элементов характеризуется более высокими концентрациями в период 1949–1981 гг., с уменьшением к настоящему времени. Это такие элементы как хром, кобальт, бром, рубидий, сурьма, тербий, лютеций.

Третья группа немногочисленна и включает элементы, динамика накопления которых, обратна первой группе. К ним относятся мышьяк и серебро.

Максимальный пик содержания в растениях элементов натрия, скандий, хром, железо, цезий, лантан, церий, самарий, европий, иттербий, золото, торий, стронций, барий, тантал, гафний приходится на 1999 год. Присутствие этой многоэлементной аномалии, приходящейся на этот период нам объяснить сложно.

Данные исследования являются предварительными и требуют дальнейшей проработки.

Выводы:

1. Определено содержание 28 элементов в надземной части лабазника вязолистного *Filipendula ulmaria*, собранного в различных районах Томской области.
2. Изучение динамики содержания химических элементов в растениях позволяет оценить изменение геохимического состава биосферы.

Авторы выражают благодарность старшему лаборанту гербария П.Н. Крылова Национального исследовательского Томского государственного университета Н.В. Курбатской и старшему научному сотруднику к.б.н. биологического института Национального исследовательского Томского государственного университета М.В. Олоновой за помощь в организации отбора проб гербарного материала, а так же проф., д.г.м.н Л.П. Рихванову за консультацию и помощь при написании статьи.

Исследования проведены в рамках реализации ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009-2013 годы (проект 2011-1.2.2-141-005-009).

Литература

1. Межибор А. М. Экогеохимия элементов-примесей в верховых торфах Томской области. – Томск, 2009. – 137с.
2. Рихванов Л. П. Общие и региональные проблемы радиоэкологии. – Томск: Изд-во ТПУ, 1997. – 384 с.
3. Шилова И. В., Барановская Н. В., Суслов Н. И. Элементный состав надземной части *Filipendula ulmaria* (Rosaceae) // Растительные ресурсы, 2012. – Вып. 1. – С. 78–84.
4. Экологический мониторинг: Состояние окружающей среды Томской области в 2005 году / гл. ред. А. М. Адам, редкол.: О. Г. Нехорошев, Д. В. Волостнов. – Томск: Графика, 2006. – 148 с.

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ПРИКАЗАНСКОМ РАЙОНЕ

М. Л. Чернов

Научный руководитель доцент Г.М. Сунгатуллина

Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия

Геоэкологические исследования проведены в Приказанском районе на территории Печищинского полигона учебной практики. Он находится в северо-восточной части Республики Татарстан, на правом берегу Волги между селами Набережные Мокваши и Верхний Услон. Здесь, кроме населенных пунктов и небольших промышленных предприятий расположены эталонные геологические разрезы казанского и уржумского ярусов пермской системы. Целью работы явилось изучение на данной территории изменений геологической среды, связанных с деятельностью человека. Для этого исследованы разные объекты, явления и процессы:

1. техногенный карст;
2. овражная эрозия, образование техногенных промоин;
3. вынужденная миграция бобров;
4. несанкционированные свалки твердых бытовых отходов.

Использованы следующие методы: полевые наблюдения, работа с фондовыми материалами и опубликованной литературой, анализ геоэкологической ситуации территории.

Техногенный карст. Для территории Печищинского полигона карстовые процессы очень типичны, что связано с широким развитием здесь растворимых пород (карбонатов и сульфатов) пермского возраста [1]. Карстовые формы рельефа представлены воронками и карстовыми озерами. Воронки имеют техногенно-карстовое происхождение и связаны с разработкой в прошлом веке месторождения доломитов и доломитизированных известняков. До сих пор на крутом берегу Волги стоят печи для обжига доломита, который добывали с помощью штолен, протяженностью до 3 км. В начале 1980-х годов завод закрыли, вход в штольню тщательно замуровали, о руднике забыли, но он живет своей геологической жизнью, постепенно разрушается и в последнее время стал напоминать о себе образованием весьма опасных объектов. Так несколько лет назад, в результате обрушения кровли одной из штолен, появился техногенно-карстовый провал вытянутой формы (2x4 м) и глубиной около 18 м (рис. 1). Ограждения вокруг провала до настоящего времени не установлены, и он представляет серьезную опасность, как для людей, так и для домашних, и диких животных. Рядом с провалом имеется несколько карстовых воронок, глубиной до 3-4 м, под которыми, вероятно, располагаются штольни и в любой момент может произойти обрушение.



Рис. 1. Техногенно-карстовый провал



Рис. 2. Промоина на вершине Услонской горы

Овражная эрозия, образование техногенных промоин На территории полигона есть все условия для развития овражной эрозии: наличие крутого склона асимметричной долины Волги, возвышенный рельеф, присутствие в разрезе неустойчивых к эрозии пород, в первую очередь терригенных отложений уржумского яруса, довольно интенсивный и обильный сток талых и дождевых вод. Помимо природных факторов, свой вклад в развитие овражной эрозии вносит деятельность человека, связанная с интенсивным развитием строительства. Так, на вершине Услонской горы при установке вышки сотовой связи проложили трубу для сброса излишек воды, которая постепенно размывала песчано-глинистые породы уржумского яруса. В результате данного процесса образовалась промоина (длиной около 200 м, глубиной – до 2,5-3 м), по направлению к вершине Телеграфного оврага (рис. 2). Можно предположить, что в дальнейшем эрозия здесь только усилится, уже не зависимо от того будут продолжать сбрасывать излишки воды или нет. Промоина меньших размеров обнаружена в районе села Печищи в левом борту Каменного оврага (рис. 3). Она, вероятно, возникла за счет направленного поверхностного стока, образовавшегося при строительстве коттеджа – здесь не проложили ливневую канализацию и весь поверхностный сток во время дождей устремлялся на склон оврага. Вся поверхность промоины покрыта крупными трещинами, по которым осадки будут проникать вглубь, и продолжать размыв, способствуя дальнейшей овражной эрозии.



Рис. 3. Промоина в вершине оврага Каменный



Рис. 4. Бобровая плотина в овраге Каменный

Вынужденная миграция бобра. В течение многих лет ручьи и реки западной части Печищенского полигона являлись местом обитания бобров. В последние два года они вынуждены были покинуть привычные места обитания. Нами исследованы природные и техногенные причины этого переселения в районе р. Морквашка. В настоящее время данная территория интенсивно застраивается, а так как водопроводная система отсутствует, население для водоснабжения домов использует буровые скважины. С каждым годом объемы добычи подземных вод увеличиваются, это понижает уровень грунтовых вод, питающих реки, что в свою очередь ведет к их обмелению. Последнюю точку в осушение Морквашки поставило засушливое лето 2010 года, и бобрам пришлось искать новые места для обитания. Нами установлено, что они обосновались в овраге Каменный, соорудив здесь бобровые плотины (рис. 4). Известно, что изменения в водоеме начинаются уже в процессе строительства плотин. Так, при вырывании норы бобр, извлекая наружу много земли, изменяет рельеф дна, что может повлиять на течение и глубину водотока. Постоянно перетаскивая строительные материалы для плотин, бобры увеличивают мутность воды. Изменение температурного режима и степени чистоты воды влияют и на ее обитателей. На месте одного биоценоза появляется другой. Например, берега зарастают рыской, животные, не приспособленные к существованию в застойных водах плотин, напротив, гибнут. В овраге Каменный в результате сооружения бобровой плотины, произошло поднятие уровня воды, началось заболачивание территории. В будущем следует ожидать появления новых животных и растений в ручье и по берегам.



Рис. 5. Свалка мусора в карстовой воронке на вершине Известковой горы

Несанкционированные свалки Экологическая обстановка района также осложняется повсеместным распространением несанкционированных свалок. Наиболее опасными являются свалки, расположенные на водоразделах, где находятся области питания подземных вод. На территории Печищенского полигона поверхностные воды очень тесно взаимодействуют с подземными, так как здесь преобладает вертикальная нисходящая фильтрация, связанная с развитием трещиноватых пород. В связи с тем, что основным источником питания подземных вод является инфильтрация атмосферных осадков, а области питания приурочены к водоразделам, размещать здесь свалки крайне опасно. Слишком велика вероятность попадания токсичных отходов в подземные воды. На вершине Известковой горы возле с. Печищи многие карстовые воронки завалены бытовым и строительным мусором (рис. 5). При его разложении вредные вещества попадают в грунтовые воды через трещины в горных породах, негативно влияя на здоровье людей и окружающую среду.

Результаты проведенных наблюдений позволили сделать следующий вывод. В целях улучшения геоэкологической обстановки на территории Печищенского полигона считаем необходимым выполнение следующих мероприятий:

1. Провести исследование состояния Печищенского рудника с помощью методов площадной геофизики, чтобы выявить потенциально опасные места с точки зрения образования новых провалов.
2. В районах развития промоин выполнить инженерную защиту, предусматривающую ликвидацию последствий неправильной хозяйственной деятельности человека: организовать поверхностный сток вдоль бортов оврага; не допускать бесконтрольного сброса излишек вод в овраги.
3. При проведении строительных работ необходимо тщательно составлять технические проекты и внимательно изучать геологическое строение региона, породы которыми он сложен, знать уровень грунтовых вод и бережнее относиться к живущим на территориях животным и растениям.
4. Утилизация отходов – важнейшая задача. Отходы создают особую проблему для окружающей среды (последствия могут проявиться через многие годы, и они трудно предсказуемы). Их количество с каждым годом только увеличивается, состав усложняется, включая в себя все большее количество экологически опасных компонентов. Решить проблему несанкционированных свалок можно только путем их ликвидации и последующей организацией регулярного вывоза твердых бытовых отходов.
5. В заключение хочется отметить экологическую безграмотность и недостаток просветительской работы среди местного населения, которое загрязняет окружающий мир, в котором живет.

Литература

1. Шевелев А.И., Силантьев В.В., Мусин Р.Х. Геология Приказанского района: -Казань, ЗАО «Новое издание», 2007г.

ПРОБЛЕМА ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ В СОВРЕМЕННОМ КУЗБАССЕ

Н.С. Четвергова

Научный руководитель старший преподаватель В. Е. Коноплева
**Прокопьевский филиал Сибирского государственного индустриального университета,
 г.Прокопьевск, Россия**

Ещё в 1992 году решением комиссии Министерства охраны окружающей среды Российской Федерации экологическая ситуация в Кемеровской области была объявлена, как чрезвычайная. Жидкие и газообразные отходы всегда «на виду» и они объекты первостепенного контроля. А твердые отходы можно увести подальше и

закопать – убрать «с глаз долой». Экологические последствия захоронения мусора – через загрязнение вод и почв – проявляется через несколько лет, а то и десятилетий, однако, от этого они совсем не менее разрушительны.

В последнее время в Кемеровской области повысился интерес у руководителей предприятий к безотходному производству, так как утилизация отходов не только дает материальную выгоду, но еще и ведет к сохранению окружающей среды.

Первое место по отходам промышленного производства занимают угольные предприятия. Анализ кризисной ситуации, сложившейся в настоящее время в минерально-ресурсном комплексе России показал, что основной причиной являются использование в горнопромышленной деятельности концепции экстенсивного недропользования, что привело к значительному ухудшению качества и характеристик большинства месторождений угля. Очевидно, дальнейшее нарастание объемов добычи минерального сырья приведет к еще большему увеличению объемов отходов: горной массы отвалов хвостохранилищ.

Золошлаковые отходы котельных, ТЭС, ГРЭС представляют одну из острейших экологических проблем. Город Прокопьевск насыщен горнодобывающими и горно-обогачительными предприятиями, испытывают достаточно высокие техногенные нагрузки. Поэтому здесь было необходимо сформировать крупный золошлаковый отстойник. В 1996 году был сформирован отстойник в районе шахтного поля шахты «Коксовая» – КУЗ-120, расположенный в центральной части города.

В районе были проведены исследования институтами КузНИУИ (г. Прокопьевск) и ИГД (г. Кемерово), которые показали, что золошлаковые отходы ОАО шахты «Коксовая» соответствуют государственным санитарно-эпидемиологическим нормам. Открытый склад, вместимостью 30 м³ предназначен для приема и хранения золошлаковых отходов котельных города и электростанций Кузбасса. Проект «Открытый склад золошлаковых отходов» предусматривает: резервуар для сточных вод, ёмкостью 15 м³; ограждение склада выполнено из сборных железобетонных панелей и фундаментом по серии 3.017-1; насосная станция, под блок управления выполнены сборные железобетонные фундаменты.

На рынках Сибири пенобетон появился недавно, но сразу зарекомендовал себя, так как строительство внутренних перегородок и стен в зданиях стало обходиться дешевле. Недавно «Прокопьевское строительно-монтажное управление» по договору с ООО НПО «Прокопьевскуголь» стало выпускать золошлаковые блоки или пенобетон. Этот материал сделан из промышленных отходов: золы и шлака, которые проходят преждевременную экологическую обработку. Конечная продукция обладает высокой шумо- и теплоизоляцией.

Также, золошлаковые отходы можно использовать в качестве закладочной массы в шахтных выработках. Многие шахты ведут разработку пластов, в основном с полной закладкой выработанного пространства. В качестве закладочной массы используют породы Усятского карьера с усадкой 25–30%. Но исследования институтов также показали, что усадка массивов из молотых шлаков на глубину 300 м не превышает 5%. Это не только соответствует техническим требованиям, но и ведет к сохранению земной поверхности со всеми её экосистемами, и одновременно утилизируются золошлаковые отходы.

В Кемеровской области имеют место и другие отходы: бумага, пищевые отходы, древесина, текстиль, полимеры, кожа, резина, металлолом, стекло. Но они тем или иным способом, не всегда экологически чистым, утилизируются. Мусоросжигание – наиболее распространенный в мировой практике способ переработки отходов. Основное его преимущество – сокращение объёмов отходов в 10 раз, а их массы в 3 раза. Сжигание позволяет устранить некоторые неприятные свойства бытовых отходов: запах, выделение токсичной жидкости, бактерий, а также получить дополнительную энергию.

При сжигании 1 т отходов образуется в среднем 320 кг шлаков, 30 кг летучей золы и 6 тыс. м³ дымовых газов. Дымовые газы содержат фтористый водород, диоксид серы, оксид азота и углерода, в том числе токсичные ароматические углеводороды. Тяжелые металлы: цинк, медь, олово, хром, ртуть, свинец, кадмий – в основном осаждаются на частицах летучей золы. Причём основные источники кадмия – это синтетические металлы, и батарейки, при сжигании которых до 90% дымовых газов – кадмий. Другой способ утилизации относится в основном к пищевым отходам. Способ компостирования основан на естественном биологическом разложении органического вещества в присутствии воздуха. Конечный продукт компостирования – гумусообразное вещество, которое можно использовать как органическое удобрение. Существуют также технологии компостирования пищевых отходов. В России компостирование с помощью компостных ям часто применяется населением в индивидуальных домах и на садовых участках.

К утилизации отходов также относится их вторичное исследование. Вторичная переработка – очевидный выход из положения с проблемой утилизации отходов, так как довольно многие компоненты могут быть переработаны в различные материалы.

Стекло обычно перерабатывают путем измельчения и переплавки. Затем производят, например, гласефальт. Пластиковые бутылки либо используются как горшки для рассады, либо переплавляются, затем смешивается с щебенью, и так получается асфальт современности. Он обладает хорошо связывающим средством, также водоотталкивающим, хорошо выносит термальные перепады (в отличии от гудрона).

Стальные и алюминиевые банки переплавляются с целью получения соответствующего металла. При этом выплавка алюминия из баночек для прохладительных напитков требует около 5% от энергии, необходимой для изготовления того же количества из руды. Этот способ один из экономически выгодных по вторичной переработке сырья.

Бумажные отходы различного типа уже многие десятки лет применяют наряду с целлюлозой для изготовления обыкновенной бумаги, но с низким качеством.

Одним из главных факторов, вызывающих загрязнение являются проблема хранения, захоронения промышленных и бытовых отходов. Общая площадь хранилищ составляет около 300 га. В населенных пунктах

насчитывается свыше 1400 свалок промышленных и бытовых отходов, которыми занято 1034 га земель сельскохозяйственного пользования. Особую тревогу вызывает накопление ртутисодержащих отходов (до 900 тыс. в год). Наименьшая часть которых (18–20%) отправляется на переработку в Новосибирскую область.

Отсутствие современных предприятий по переработке, обезвреживанию и утилизации отходов, в конечном итоге отрицательно сказывается на качестве окружающей среды и на здоровье населения.

В Чебулинском районе обстановка с отходами крайне серьезная. Радиоактивное загрязнение территории района, связанное с урановым месторождением, а также наличие более 1000 т ядохимикатов и гербицидов с просроченным сроком действия, хранящиеся на складах – вот основные причины серьезной экологической проблемы.

Нынешние свалки очень вредны для здоровья, а также создают очень неприятный внешний вид. Предлагается создать целый комплекс по хранению, и одновременному разделению отходов по их химическим и физическим свойствам. Это уменьшит работу предприятиям по вторичной переработке. Но лучше всего концентрировать подобные предприятия вблизи таких комплексов, тем самым не нарушая системы переработки отходов.

Развитие человечества нельзя повернуть вспять, и человек уже не вернется к копы и топору и поэтому, осознав экологическую опасность, современное общество поставлено в условия, когда необходимо изменить модель потребления. Изменение модели потребления является одним из направлений решения экологических проблем. Суть её состоит в том, что следует наращивать производственные мощности не за счёт увеличения потребления ресурсов, а за счёт рационального их использования. Поэтому необходимо постараться:

- добиваться от властей открытия пунктов приёма вторсырья. Это не только способ заработать деньги, но и явное решение для сохранения природных ресурсов;
- не допускать сжигания отходов, искать новые способы утилизации;
- требовать издания законов по ограничению выбросов отходов в окружающую среду;
- внимательно относиться к старым вещам – не спешить их выбрасывать. Найти им новое применение.

ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОЛЬХОВСКО-ЧИБИЖЕКСКОГО РУДНО-РОССЫПНОГО РАЙОНА

Д.Л. Чубаров

Научные руководители доцент Б. П. Чесноков, доцент Н. В. Крепша

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Красноярский край – старейший золотодобывающий регион Сибири. Золотодобывающая промышленность края – крупный производственный комплекс с десятками предприятий, ведущих добычу коренного и россыпного золота.

Россыпь реки Чибихек расположена в Курагинском районе Красноярского края в 4 км восточнее г. Артемовска. Золотодобыча здесь ведется уже более 170 лет. За это время добыто 8,5 тонн золота.

Исследование экологических проблем данной территории очень актуально, так как за столь долгий период эксплуатации месторождения природной среде нанесен огромный урон.

Цель работы – изучить и оценить современные экологические проблемы Ольховско-Чибихекского рудно-россыпного района и разработать меры, позволяющие уменьшить ущерб, нанесенный окружающей среде.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- определить основные виды техногенных нарушений и их негативное воздействие на каждом этапе разработки месторождения;
- оценить экологическое состояние территории разработки и дать рекомендации по ее восстановлению.

Определение и оценка основных видов техногенных нарушений проводилась с использованием метода экспертных оценок. Его сущность заключается в проведении экспертами интуитивно-логического анализа с количественной оценкой и формальной обработкой результатов. Получаемое в результате обработки обобщенное мнение экспертов принимается как решение проблемы. Комплексное использование логического мышления и количественных оценок позволяет получить эффективное решение проблемы.

Оценка экологического состояния Ольховско-Чибихекского района проводилась следующим образом: по топографической карте масштаба 1:200000 район был разбит на определенное количество квадратов, в каждом из которых было оценено состояние окружающей природной среды на каждом из этапов разработки месторождения (табл. 1).

Экологическое состояние каждого квадрата определялось согласно наблюдениям на месторождении, схеме полезных ископаемых Курагинского района, а также на основе тематико-экспозиционных планов по благородным и цветным металлам Центральной Сибири (авторы – Чесноков Б. П., Фетисова О. Б. и др.) [3]. После представления оценок на топографической карте были выделены аномалии техногенных нагрузок на окружающую среду, а так же территории с нестабильным, удовлетворительным и хорошим состоянием природной среды (рис. 1).

При составлении рекомендаций по минимизации ущерба, нанесенного природной среде (табл. 2) были учтены такие факторы, как степень разработки месторождения, продолжительность самой губительной для природной среды стадии – добычи полезного ископаемого и др. Особого же внимания заслуживает фактор

географического (климатического) положения месторождения: при определении тех или иных мер по минимизации ущерба необходимо учитывать особенности природно-климатической зоны, в которой расположено исследуемое месторождение, так как очевидно, что в разных ПКЗ одни и те же нагрузки будут оказывать разное воздействие на природную среду района месторождения

Таблица 1

Виды негативных антропогенных воздействий на биосферу в районе реки Чибижек Ольховско-Чибижекского рудно-россыпного района

Этап геологической разведки месторождения	Критерии оценивания
Региональное изучение недр	Загрязнение атмосферы от транспортных средств и энергетических систем;
	Нарушение почвенного покрова;
	Загрязнение водоемов и водотоков.
Поиски и оценка месторождений	Загрязнение подземных и поверхностных вод;
	Образование депрессионных воронок;
	Осушение и обводнение земель вследствие изменения интенсивного поверхностного стока.
Разведка месторождений	Изменение интенсивного русла рек и их водного режима.
Добыча полезных ископаемых	Нарушение рельефа;
	Загрязнение почвенно-растительного слоя;
	Загрязнение подземных вод;
	Сведение растительного покрова;
	Нарушение мест обитания животного мира;
	Нарушение почвенно-растительного слоя прибрежной зоны.

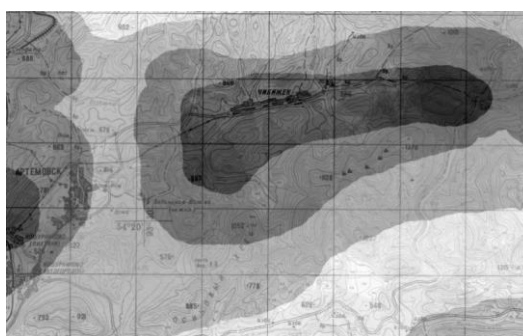


Рис. 1. Схема негативных воздействий на окружающую природную среду в Ольховско-Чибижекском рудно-россыпном районе



а) – хорошее состояние; б) – удовлетворительное состояние; в) – нестабильное состояние; г) – критическое состояние

Таблица 2

Рекомендации по минимизации ущерба, нанесенного природной среде в Ольховско-Чибижекском рудном узле

Экологическое состояние	Рекомендации
Хорошее	Проведение ряда легких уборочных работ (при необходимости). Так же, при необходимости, ограничение транспортных передвижений на данных участках
Удовлетворительное	Вышеперечисленные меры, но в больших объемах
Нестабильное	Частичное снятие антропогенного воздействия с данной территории (частичная ликвидация горнодобывающих предприятий, подземных сооружений, горных выработок), а также восстановление всех нарушенных природных объектов (рекультивация отвалов, высадка леса, постройка водоочистительных сооружений и т.д.)
Критическое	Полное прекращение всех видов антропогенных воздействий, восстановление всех нарушенных компонентов природы (высадка лесов, рекультивация отвалов, восстановление естественного рельефа), образование на данных территориях особо охраняемых природных объектов, использование ранее созданных отвалов в качестве техногенных месторождений.

Литература

1. Киселев Р.В., Андреев О.В., Косоруков А.П. Справочник полезных ископаемых Курагинского района Красноярского края. – Красноярск: ООО «Геоэкономика», 2002. – 178 с.
2. Тематико-экспозиционный план. Цветные металлы. – Красноярск: Музей геологии Центральной Сибири, 2002. – 153 с.
3. Чесноков Б.П., Кокоуров В.А., Фетисова О.В. Научная концепция тематико-экспозиционного плана «Благородные металлы Центральной Сибири» – Красноярск: Музей геологии Центральной Сибири, 2004. – 169 с.

БИОДЕСТРУКЦИЯ ЛЕГКИХ И ВЯЗКИХ НЕФТЕЙ В ЗАГРЯЗНЕННОЙ ПОЧВЕ**Ю.З. Шагабиева**

Научный руководитель доцент Л.И. Сваровская

Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

Увеличение объемов добычи нефти на территории Западной Сибири приводит к усилению техногенной нагрузки на все компоненты экосистемы, в т.ч. на почву, воду, лесные массивы и атмосферу. По данным экспертов в настоящее время на территории месторождений Томской области загрязнено нефтью около 840 тыс. га почвы. Микробиологический способ биоремедиации загрязненных нефтью почв является наиболее эффективным и экологически чистым [1]. В основе биотехнологий, направленных на улучшение экологических условий, лежит способность микроорганизмов к окислению углеводородов [2].

Биотрансформация углеводородов, загрязняющих почву – процесс биохимический и является основой многих биотехнологий, направленных на улучшение экологических условий. Существуют два направления разработки биотехнологии восстановления плодородия нефтезагрязненных почв: ускорение деструкции внесением питательных субстратов стимулирующих численность и ферментативную активность аборигенной почвенной микрофлоры, и внесение в почву специальных биопрепаратов, содержащих активную углеводородокисляющую микрофлору [4]. Вязкие парафинистые нефти труднодоступны для утилизации микроорганизмами, поэтому изучение биодеструкции вязких нефтей является актуальной задачей.

Цель работы: изучение роста и деструктивной активности аборигенной микрофлоры при загрязнении почвы легкой и вязкой нефтями.

Загрязнение почвы проводили легкой нефтью Вахского месторождения и нефтью месторождения Тамсагбулаг (Монголия) с вязкостью 10 и 126 мПа·с при 25 °С соответственно. Концентрация загрязняющей нефти – 50 г/кг. Стимулирующим субстратом для почвенной микрофлоры служила композиция, содержащая ПАВ и азотистые компоненты. Динамику численности микроорганизмов исследовали в течение 60 суток по трем основным группам: аммонификаторы, актиномицеты, и грибковая микрофлора [3].

Каталазную активность определяли газометрическим методом. Основным методом исследования дегидрогеназной активности является восстановление индикаторов с низким редокс-потенциалом типа метиленовой сини за счет дегидрирования соответствующих субстратов. Для этого в качестве акцептора водорода применяли бесцветные соли тетразолия (2, 3, 5-трифенил тетразолий хлористый – ТТХ), которые восстанавливаются в красные соединения формазанов (трифенилформазан – ТФФ). Полифенолоксидазную и пероксидазную активность ферментов определяли колориметрическим методом по скорости разложения гидрохинона и перекиси в почве [5].

Изменения углеводородного состава исходного нефтезагрязнения и после контакта с микроорганизмами исследовали методами ИК-спектрометрического и хроматографического анализа.

При культивировании микроорганизмов в нефтезагрязненной почве, в первые трое суток, отмечено снижение численности и их ферментативной активности в результате токсического действия углеводородов нефти. На 5–10 сутки происходит перестройка микробиоценоза почвы, при которой преимущество получают углеводородокисляющая группа микроорганизмов, способная усваивать углеводороды нефти в качестве единственного источника углерода. Изменяется видовое разнообразие, доминируют микроорганизмы-деструкторы углеводородов, представители родов *Bacillus*, *Micrococcus*, *Pseudomonas* и *Flavobacterium*.

Деструкция легкой нефти протекает с большей скоростью, чем вязкой, которая наиболее устойчива к микробиологическому окислению. Оценка процессов биодеградации за 30 суток без подкормки показала низкий уровень деструкции, который для легкой нефти составил 16%, вязкой – 6,4%. Одним из факторов, лимитирующих процесс трансформации углеводородов, является газовоздушный режим загрязненной почвы, поэтому через каждые 10 суток проводили рыхление почвы. С применением стимулирующих азотистых минеральных субстратов на 30 сутки, численность почвенной микрофлоры возрастает на 3–4 порядка, увеличивается их ферментативная активность и на 60-ые сутки деструкция легкой нефти составляет 80%, тяжелой – 72,4%. Способность микроорганизмов к деструкции углеводородов оценивали по изменению активности ферментов – дегидрогеназы, каталазы, полифенолоксидазы и пероксидазы (табл. 1).

Таблица 1

Ферменты	Активность ферментов				
	исх. загрязнение нефтью	после биодеструкции			
		легкой нефтью		вязкой нефтью	
		30 суток	60 суток	30 суток	60 суток
Каталаза, O ₂ мл/г	2,5	5	10,5	2,7	7,8
Дегидрогеназа, ТФФ, мг/г	0,21	0,41	0,7	0,3	0,55
Пероксидаза, хинон, мг/г	0,27	1,05	2,32	0,54	1,46
Полифенолоксидаза, хинон, мг/г	0,14	0,32	0,6	0,34	0,41

Дегидрогеназы принимают непосредственное участие в деструкции углеводов, а высокоактивный кислород, образующийся при участии каталазы, обеспечивает активность окислительных процессов. Полифенолоксидазы играют важную роль в процессах гумификации, оказывают защитное действие, разлагая различные ксенобиотики [5].

Анализ ИК-спектров остаточных углеводов нефти, экстрагированных из почвы после 60 суток деструкции, показал присутствие дополнительных полос поглощения (п.п.) в области 3350, 1710, 1740, 1170 см⁻¹, что указывает на накопление кислородсодержащих соединений. Полоса поглощения в области 1265 см⁻¹ свидетельствует об образовании ароматических альдегидов и кислот при микробном окислении алкилбензолов. Спектральные коэффициенты относительной интенсивности основных полос поглощения, характеризующие процессы трансформации углеводов представлены в таблице 2. Как следует из таблицы, увеличение коэффициентов C₁ и C₂ обусловлено снижением содержания насыщенных n-алканов (720 см⁻¹), наиболее доступных для микробиологического окисления, что подтверждает процессы микробиологической деструкции углеводов.

Таблица 2

Спектральные коэффициенты исходного нефтезагрязнения почвы и после биодеградации стимулированной аборигенной микрофлорой

Спектральные коэффициенты	Легкая нефть			Вязкая нефть		
	исх. загрязнение	биодеструкция		исх. загрязнение	биодеструкция	
		30 суток	60 суток		30 суток	60 суток
$C_1 = D_{1610}/D_{720}$	0,77	1,31	2,34	0,29	0,60	1,42
$C_2 = D_{750}/D_{720}$	1,11	1,16	3,49	0,49	0,63	0,73
$CH_3/CH_2 = D_{1380}/D_{720}$	3,60	4,53	5,13	2,08	2,88	3,72
$C=O/C=C = D_{1710}/D_{1610}$	0,32	1,31	2,95	0,15	1,14	2,41
$C=O/CH_3 = D_{1170}/D_{1380}$	0,15	0,32	0,28	0,08	0,26	0,43

Увеличение коэффициентов окисленности (C=O/C–C) и (C=O/CH₃) показывает накопление кислородсодержащих продуктов метаболизма при микробиологической трансформации углеводов. Повышение коэффициента разветвленности (CH₃/CH₂) свидетельствует об относительном увеличении изоалканов по отношению к n-алканам. Закономерное увеличение исследуемых спектральных коэффициентов характеризует активность процессов трансформации углеводов легкой и вязкой нефтей стимулированной почвенной микрофлорой.

По данным ГЖХ на 60-е сутки опыта полностью элиминировали парафины с длиной цепи C₉–C₁₆, на 80-90 % уменьшилось содержание углеводов с длиной цепи C₁₇–C₃₄, как легкой, так и вязкой нефтей.

Заключение:

1. С применением стимулирующего субстрата, численность почвенной микрофлоры возрастает на 3-4 порядка.

2. Увеличение численности микроорганизмов стимулирует их оксигеназную активность. Через 30 суток эксперимента деструкция легкой нефти составила 16%, вязкой – 6,4%. После стимуляции микрофлоры, на 60-ые сутки опыта деструкция легкой нефти составила 80%, вязкой – 72,4 %.

3. ИК-спектрометрический анализ показал изменения в составе функциональных групп нефти. Увеличение коэффициентов окисленности (C=O/C–C) и (C=O/CH₃) и разветвленности (CH₃/CH₂) подтверждает активность ферментативных окислительных процессов.

4. Способность углеводородокисляющей группы микроорганизмов к биодеградации легких и вязких нефтей, загрязняющих почву, служит основой для разработки биотехнологии рекультивации нефтезагрязненных почв.

Литература

1. Звягинцев Д.Г. Методы почвенной микробиологии и биохимии. – М.: Изд-во МГУ, 1991. – 231с.

2. Розанова Е.П. Использование углеводов микроорганизмами // Успехи микробиологии, 1967, № 4. – С. 61–93.
3. Романенко В.И., Кузнецов С.И. Экология микроорганизмов пресных водоемов. – Ленинград: Наука. – 1974. – 270 с.
4. Сваровская Л.И., Алтунина Л.К., Туров Ю.П., Гузняева М.Ю. Микробная деструкция углеводов нефти // Теоретические и практические основы физико-химического регулирования свойств нефтяных дисперсных систем: Сборник статей ИХН. – Томск, 1999. – Часть II. – С. 16–22.
5. Хазиев Ф. Х. Системно-экологический анализ ферментативной активности почв. – М.: Наука, 1982. – 204 с.

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ СТАРОБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАЛИЙНЫХ СОЛЕЙ

И.И. Шишкова

Научный руководитель доцент А.И. Павловский
Гомельский государственный университет имени Франциска Скорины,
г. Гомель, Беларусь

Верхняя часть литосферы подвергается интенсивному техногенному воздействию в результате хозяйственной деятельности человека, в том числе при проведении геологоразведочных работ и разработке месторождений полезных ископаемых. Возникающие в связи с этим негативные последствия нередко приводят к ее перестройке и проявлению опасных и необратимых в экологическом отношении процессов и явлений. Изменения, происходящие в верхней части литосферы, оказывают существенное влияние на экологическую обстановку в конкретных районах, так как через ее верхние слои происходит обмен веществ и энергии с атмосферой и гидросферой, что в итоге приводит к заметному воздействию на биосферу в целом.

Большое негативное воздействие на литосферу оказывает добыча полезных ископаемых. Из-за деятельности горнодобывающих предприятий, перемещающих большие объемы пород, в пределах обширных территорий изменяются режимы поверхностных, грунтовых и подземных вод, нарушаются структурам продуктивность почв, активизируются химические и геохимические процессы.

Особенностью добычи полезных ископаемых является их временный характер: при истощении запасов полезного ископаемого горные работы на месторождении прекращаются. В связи с этим разработку месторождений целесообразно вести так, чтобы формируемые при этом новые ландшафты, выемки, отвалы, инженерные сооружения могли в последующем с максимальным эффектом использоваться для других народнохозяйственных целей. Это обеспечит снижение негативного воздействия горных работ на окружающую среду и уменьшит затраты на ее восстановление [2].

Особую актуальность в наше время приобретает эколого-геологический анализ территории Солигорского промышленного района. Многолетняя эксплуатация Старобинского месторождения калийных солей привела к сложной экологической ситуации в промышленном районе, вызванной засолением почв и подземной гидросферы, трансформацией рельефа земной поверхности, активностью сейсмотектонических процессов и другими изменениями геологической среды. В результате интенсивной отработки калийных горизонтов Старобинского месторождения в земных недрах происходит перераспределение тектонических напряжений, что способствует образованию систем трещин в массивах горных пород, активизации газодинамических явлений, возникновению местных землетрясений

Основными техногенными процессами, определяющими изменения геологической среды в Солигорском промышленном районе, являются подземная отработка калийных горизонтов и складирование на поверхности земли отходов извлечения калийной соли из добытой руды. При переработке сильвинитовых руд на предприятиях РУП ПО «Беларуськалий» около 75% их объема переходит в отходы. Складирование на поверхности земли значительных объемов отходов обогащения (твердые галитовые – в солеотвалы, пульпообразные глинисто-солевые шламы – в шламохранилища) вызывает негативные изменения всех компонентов природной среды. Техногенные образования создали в районе г. Солигорска внушительный по размерам промышленный ландшафт, состоящий из солеотвалов (перепады высот до 115 м) и пространств шламохранилищ с ограждающими дамбами высотой до 15 м.

Солеотвалы, шламохранилища, дамбы, мульды оседания поверхности, карьеры, мелиоративные каналы и другие техногенные объекты образуют техногенный комплекс, не имеющий себе равных в Республике Беларусь по своим размерам и масштабам отрицательного воздействия на геологическую среду.

Техногенная нагрузка вызвала негативные изменения во всех компонентах геологической среды. Преобладают следующие процессы: загрязнение атмосферного воздуха, почвенного покрова, поверхностных и подземных вод; подтопление и заболачивание территории, техногенный соляной карст; осадочные деформации – осадки под солеотвалами (литификация и уплотнение пород в их основании); фильтрационная консолидация в накопителях твердых и жидких отходов; ветровая эрозия поверхности терриконов [1].

В ОАО «Белгорхимпром» разработана схема районирования территории шахтных полей действующих и перспективных рудоуправлений по оптимальным условиям размещения водорастворимых отходов калийного производства на поверхности земли.

Отличительной особенностью галитовых и шламовых отходов обогащения калийных руд является большое (до 95%) содержание в них легкорастворимых в воде солей. Шламохранилища и солеотвалы при растворении в них солей атмосферными осадками служат источниками образования и прогрессирующего

накопления избыточных, не используемых в технологии хлоридно-натриевых рассолов, что может привести к химическому загрязнению подземных вод с тенденцией расширения ареолов их засоления по площади и вглубь геологического разреза. Количество избыточных рассолов напрямую зависит от объема и площади, занимаемой водорастворимыми отходами. В этой связи особую актуальность приобретают вопросы, связанные с разработкой новых технологий при организации хвостовых хозяйств калийных предприятий, позволяющих сократить рост площадей, используемых для размещения отходов, и тем самым снизить рост объемов избыточных рассолов, образуемых при выщелачивании атмосферными осадками водорастворимых отходов.

Институтом «Белгорхимпром» установлена возможность использования отработанных шламохранилищ в качестве основания расширяемых солеотвалов, что позволяет значительно сократить площади, занимаемые отходами калийного производства, и снизить затраты на создание противофильтрационного экрана в их основании.

Специалистами разработана также технология совместного складирования галитовых и шламовых отходов, позволяющая исключать строительство шламохранилищ, и сокращает площади сельхозугодий, отводимые под хвостовое хозяйство. При совместном складировании отходов содержание глинистых шламов до 25% не вызывает существенного изменения показателей общей прочности смеси, а по сравнению со свежими чистыми галитами даже несколько ее повышает.

Разработана технология регенерации отработанных шламохранилищ, которая дает возможность неоднократно использовать построенные емкости для складирования шламовых отходов. Наиболее предпочтительным, с точки зрения использования шламовых отходов как источника полезного продукта КС1 и микроэлементов, является производство новых форм удобрений и мелиорантов, которые прошли успешные испытания в сельском хозяйстве.

Внедрение новых технологических схем складирования отходов на РУП ПО «Беларуськалий» разработанных ОАО «Белгорхимпром» и использование отходов калийного производства в народном хозяйстве, позволяет на 30–40% сократить изъятие плодородных земель под складирование отходов калийного производства, почти в два раза уменьшить объем образования избыточных рассолов в районе размещения отходов обогащения калийных руд, тем самым существенно снизить экологический риск в Солигорском горнопромышленном районе.

Отработка Старобинского месторождения калийных солей привела к оседанию земной поверхности на площади более 20 тыс. га в Солигорском, Любанском и Слуцком районах Минской области. Территория в 6,5 тыс. га оказалась заболоченной. Для ликвидации последствий заболачивания проводятся работы по инженерной защите территории. Большая часть защищаемых земель представлена сельхозугодиями, осушение которых выполняется открытой сетью, а в отдельных случаях применяются польдерные осушительные системы.

Наиболее сложной является защита от подтопления населенных пунктов. С тех участков, где глубина залегания грунтовых вод составляет 4 м и меньше, приходится переносить дома на новые места или переселять жильцов в квартиры г. Солигорска.

Снижение влияния подработки на поверхность земли возможно при размещении под землей в выработанных пространствах отходов переработки калийных солей. Закладка отходов направлена в первую очередь на поддержание земной поверхности, на сохранение сельхозугодий, изымаемых под складирование солеотвалов, и на предотвращение засоления пресных подземных и поверхностных вод избыточными рассолами.

При добыче калийной руды и ее переработке в окружающую среду выбрасывается огромное количество газов и пылеаэрозолей. Загрязнение атмосферы указанными вредными веществами происходит в результате работы вентиляторов главного проветривания, отдельных технологических установок обогатительных фабрик, котельных, ТЭЦ, выбросов других промышленных предприятий, эксплуатации транспортных средств. Таким образом, загрязнение атмосферного воздуха и, соответственно, подстилающей поверхности на территории Солигорского промышленного района носит сложный мозаичный характер, обусловленный совокупным воздействием мощных точечных источников, расположенных на значительной территории и характеризующихся своеобразием качественного состава выбросов. Это предъявляет особые требования к созданию эффективной и надежной системы мониторинга атмосферы в пределах Солигорского ГПК.

Особенностью эксплуатации соляных месторождений, к которым относится Старобинское, является возможность проникновения слабоминерализованных рассолов и пресных вод в выработки, и, как следствие, практически мгновенное оседание земной поверхности над затопленными участками. Институтом «Белгорхимпром» разработан ряд технических решений, позволяющих локализовать возможные поступления пресной и минерализованной воды в выработки и предотвратить затопление рудников. Главным условием обеспечения безопасной подземной разработки, месторождений солей является сохранение полной водонепроницаемости пород, под которыми залегают разрабатываемые пласты. Для этого требуется системный подход к решению проблем безопасной разработки месторождения с точки зрения горно-геологических условий, организация постоянного контроля и профилактических мер, периодическое уточнение и, при необходимости, пересмотр параметров системы разработки, мер охраны водозащитной толщи и разрабатываемых объектов на земной поверхности [1].

Таким образом, к экологическим рискам при освоении Старобинского месторождения калийных солей можно отнести: изъятие значительных земельных ресурсов на технологические нужды (под складирование отходов производства в том числе); оседание земной поверхности над горными выработками и, как следствие, заболачивание территории, подвергнувшейся оседанию; возможное засоление избыточными (не используемыми в технологии) рассолами почвы и подземных вод и экологические последствия затопления рудников. Поэтому, к

дальнейшему освоению Старобинского месторождения необходимо подходить комплексно с учетом решения всех возможных экологических проблем при эксплуатации горно-обогатительного предприятия.

Литература

1. Губин В.Н., Ковалев А.А., Сладкопечев С.А., Ясовеев М.Г. Экология геологической среды: учеб. Пособие. – Мн.: БГУ, 2002. –120 с.
2. Королев В.А. Мониторинг геологической среды: учебник / Под редакцией В.Т. Трофимова. – М.: Изд-во МГУ, 1995. – 272 с.

ИЗУЧЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ РЕДКИХ, РЕДКОЗЕМЕЛЬНЫХ, РАДИОАКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ В ПЫЛЕАЭРОЗОЛЯХ В ЗОНЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ СЕВЕРНОЙ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЗОНЫ Г. УСТЬ-КАМЕНОГОРСКА (РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН)

А.Р. Ялалтдинова

Научный руководитель доцент А.В. Таловская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Город Усть-Каменогорск – крупный центр цветной металлургии с населением 319 тыс. жителей, расположенный в Восточно-Казахстанской области. Основной вклад в загрязнение природных сред г.Усть-Каменогорска вносят предприятия Северной промышленной зоны: Ульбинский металлургический завод (УМЗ), производящий бериллий, тантал и топливо для атомных электростанций, Казцинк (СЦК), выпускающий, главным образом, цинк, попутное производства свинца, меди, золота и серебра и Усть-Каменогорская ТЭЦ, обеспечивающая теплом и электричеством большую часть города [2, 8]. Многолетняя деятельность промпредприятий отрицательно сказалась на экологическом состоянии города. Ранее, при изучении пылеаэрозолей на территории г. Усть-Каменогорска, преимущественное внимание уделялось содержанию в них тяжелых металлов [8] и в какой-то мере радиоактивных элементов [2], но не изучалось содержание редких и редкоземельных элементов, которые находят все более широкое применение в металлургии и атомной промышленности. Необходимость изучения их содержания становится явной в свете подписания в 2010 году Казахстаном и Японией учредительного документа по созданию совместного предприятия «Summit Atom Rare Earth Company» (SARECO) в области редких и редкоземельных металлов, головной офис которого будет располагаться в г. Усть-Каменогорске, в качестве потенциальных источников редких и редкоземельных соединений и металлов будут использованы урановые хвостохранилища [5].

Целью работы является эколого-геохимическая оценка территории Северной промышленной зоны г. Усть-Каменогорска на основе изучения пылеаэрозолей. В данной статье представлены результаты изучения содержания редких, редкоземельных и радиоактивных элементов в пылеаэрозолях. Для изучения пылевых атмосферных выпадений автор проводила отбор проб снега с учетом элементов рельефа, расположения источников загрязнения и преобладающих направлений ветра (юго-западное и северо-восточное) в конце февраля 2011 года. Всего было отобрано 6 проб на расстояниях 300, 600 и 1800 м от промышленной зоны. Пробоотбор, пробоподготовка и обработка результатов проводились автором в соответствии с [3, 4, 7]. Предметом исследования выступал твердый осадок снега.

Изучение проб твердого осадка снега проводилось в учебно-научных лабораториях МИНОЦ «Урановая геология» кафедры ГЭГХ ТПУ. Для определения количественного содержания в твердом осадке снега редких, редкоземельных и радиоактивных элементов применялся инструментальный нейтронно-активационный анализа (ИНАА), осуществляемый на исследовательском реакторе ИРТ-Т НИИЯФ в лаборатории ядерно-геохимических методов исследования (аналитики: с.н.с. А.Ф. Судыко, Л.В. Богутская). Для изучения форм нахождения данных элементов применялся метод электронной микроскопии, осуществляемый на сканирующем электронном микроскопе фирмы Hitachi S-3400N с приставкой для микроанализа Burger в лаборатории электронно-оптической диагностики (консультант: аспирант С.С. Ильенко).

По результатам проведенных исследований было установлено, что повышенное содержание редких и редкоземельных элементов и тория в пылеаэрозолях приходится на дальнюю зону воздействия промышленных предприятий (1800 м на северо-восток). В тоже время наибольшее накопление Rb и Ta в пылеаэрозолях отмечается от предприятий на расстоянии 600 м к юго-западу и в 300 м к северу соответственно (табл.). По результатам ранее проведенных исследований проб [9], отобранных около хвостохранилища УМЗ, было установлено, что в пробах твердого осадка снега содержание Lu, Ta, U, Ce, Sc превышает кларк ноосферы от 2 до 8 раз содержание, Rb – более 2000 раз.

Повышенное содержание урана (19,7 мг/кг) в пылеаэрозолях приходится на ближнюю зону воздействия предприятий (300 м на север). Th/U отношение в пылеаэрозолях на исследуемой территории изменяется от 0,3 до 2,3. Согласно [9] Th/U отношение близкое к 1 единице и ниже характерно для территорий, где в выбросах производств отмечаются повышенные концентрации урана, среди них выделяются территории с редкометалльным производством (в данном случае УМЗ, хвостохранилище УМЗ). Величина Th/U отношения от 2 до 5 единиц характерна для районов с разнопрофильным производством, в том числе и с топливно-энергетическим комплексом (в данном случае Усть-Каменогорская ТЭЦ).

Следует отметить, что лишь содержание тория в пылеаэрозолях в зоне воздействия промышленных предприятий не превышает кларк ноосферы по М.А. и М.Ф. Глазовским [3], что, возможно, свидетельствует о

региональном источнике его поступления. Превышение содержания урана, редких и редкоземельных элементов кларка ноосферы составляет не более 10 раз, тогда как содержание Rb – более 2000 раз.

По результатам расчета фактора обогащения относительно скандия (по кларку литосферы по А.П. Виноградову [1]) было установлено, что технофильными элементами среди изучаемых являются U, Ta и Hf. Согласно литературным данным [8, 5] и результатам исследования автора можно сказать, что вероятным источником поступления урана и тантала является деятельность Ульбинского металлургического завода.

По результатам электронной микроскопии в пробе твердого осадка снега на расстоянии 600 м к югу от промзоны были выявлены алюмосиликаты с примесями редкоземельных элементов, а в пробе, отобранной между промзоной и хвостохранилищем УМЗ, были обнаружены частицы, в составе которых отмечается содержание оксидов урана (рис.).

Таблица

Содержания редких, редкоземельных и радиоактивных элементов в твердом осадке снега в зоне воздействия Северной промышленной зоны г. Усть-Каменогорска, мг/кг

Пункт отбора		Редкие элементы					Редкоземельные элементы								Радиоактивные элементы		
		Sc	Rb	Sr	Hf	Ta	La	Ce	Nd	Sm	Eu	Tb	Yb	Lu	U	Th	Th/U
Ближняя зона	300 м к юго-востоку	9	63	15	4	2,8	17	34	15	2,1	1	0,4	2	0,3	4,1	4,5	1,1
	300 м к северу	20	41	15	3,7	7	36	62	40	5,2	1,4	1,6	3,5	0,5	19,7	5,5	0,3
	300 м к югу	13	64	15	3,8	6	24	52	14	4,4	1,3	0,6	3	0,4	6,8	5,8	0,9
Средняя зона	600 м к юго-западу	13	75	15	3,6	6	20	44	21	4	1,2	0,9	3	0,4	7,6	5,3	0,7
Дальняя зона	1800 м к юго-востоку	10	54	442	3,4	0,8	19	42	16	7	1,1	0,7	3	0,4	1,7	4,0	2,3
	1800 м к северо-западу	36	43	1402	4,4	1,2	41	81	45	11	3,3	2	6	0,9	4,1	6,3	1,5
Хвостохранилище УМЗ, 2005 г. [7]		58	73	<100	2,7	3,8	13,3	124	н.д.	4,3	5,4	<0,03	1,8	0,9	5,9	4,7	0,8
Кларк ноосферы по М.А. и М.Ф. Глазовским [3]		7	0,033	400	2,5	1,9	12	32	16				0,64	1,9	7,6	4	

Примечание: жирным курсивом выделены высокие значения содержания элементов в пробах.

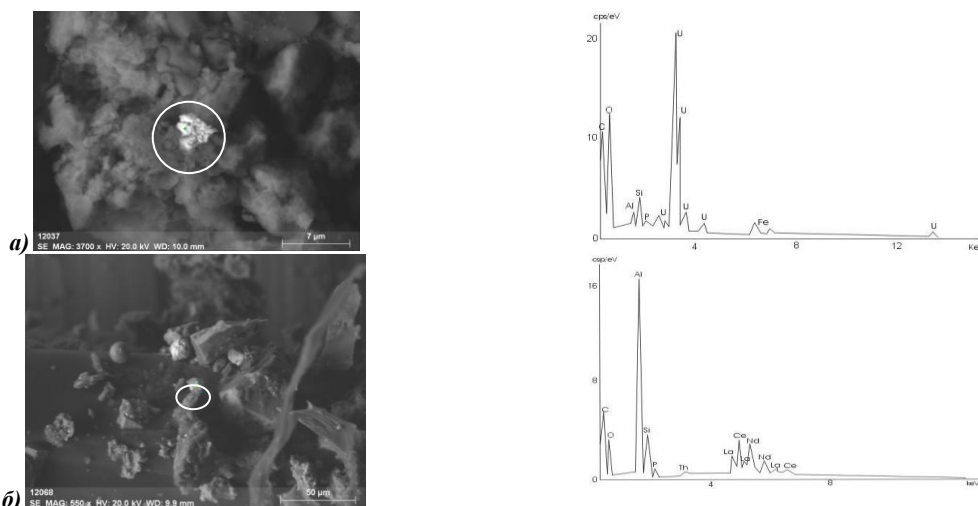


Рис. Результаты электронной микроскопии твердого осадка снега территории Северной промышленной зоны (г. Усть-Каменогорск): частица с содержанием оксидов урана (а) и ее энергодисперсионный спектр, алюмосиликат с примесями La, Ce, Nd, Th (б) и его энергодисперсионный спектр

Таким образом, в результате исследования были выявлены некоторые минералого-геохимические особенности пылеаэрозолей в зоне воздействия Северной промышленной зоны г. Усть-Каменогорска: на расстоянии 1800 м по розе ветров отмечается повышенное содержание редких, редкоземельных элементов и тория; La, Ce, Nd, Th были выявлены в качестве примесей в алюмосиликатных частицах. Повышенное

содержание урана в пылеаэрозолях отмечается в непосредственной близости от промзоны, и находится в форме оксидов урана согласно результатам электронно-зондового микроанализа.

Литература

1. Виноградов А.П. Среднее содержание химических элементов в главных типах изверженных горных пород земной коры // Геохимия, 1962. – № 7. – С. 555–571.
2. Досанова Б.А. Эколого-геохимический атлас городов и промышленных центров Казахстана / Б.А. Досанова, В.А. Цареградский и др. – Алматы, 2001. – 800 с.
3. Методические рекомендации по геохимической оценке загрязнения территории городов химическими элементами. – М.: ИМГРЭ, 1982. – 112с.
4. Методические рекомендации по оценке степени загрязнения атмосферного воздуха населенных пунктов металлами по их содержанию в снежном покрове и почве. – М.: ИМГРЭ, 1990.
5. Новости-Казахстан [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://newskaz.ru/economy/20100324/497765.html>
6. Проект восстановления окружающей среды г.Усть-Каменогорска [Электронный ресурс] – Режим доступа: oskemen.kz/ru/files/ecology.doc
7. РД 52.04.186-89. Руководство по контролю загрязнения атмосферы. – М., 1989. – 693 с.
8. Самакова А.Б. Комплексная оценка экологии и здоровья населения промышленного города / А.Б. Самакова, А.А. Белоног, В.С. Якупов и др. – Алматы, 2005. – 300 с.
9. Язиков Е.Г. Экогеохимия урбанизированных территорий юга Западной Сибири: диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. – Томск, 2006. – 423 с.

ЭЛЕМЕНТНЫЙ СОСТАВ ЗОЛЫ ЛИСТЬЕВ ТОПОЛЯ ЧЕРНОГО (*POPULUS NIGRA L.*) КАК ИНДИКАТОР ЭКОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ Г. УСТЬ-КАМЕНОГОРСКА

А.Р. Ялалтдинова

Научные руководители профессор Л.П. Рихванов, доцент Н.В. Барановская
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Город Усть-Каменогорск – один из крупнейших центров цветной металлургии Республики Казахстан. На его территории производится значительная часть цинка и свинца, выплавляемых на Рудном Алтае, также расположены предприятия по производству золота, серебра, меди, кадмия, таллия, теллура, титана, магния. Всего в г. Усть-Каменогорске функционирует 384 предприятия с государственной формой собственности, 5931 – с частной формой собственности. Многолетняя деятельность промпредприятий (главным образом, свинцово-цинковый комбинат (СЦК) «Казцинк», Ульбинский металлургический завод (УМЗ), производящий топливо для атомных электростанций, бериллий и тантал, титано-магниевого комбинат (ТМК) и др.) отрицательно сказалась на экологическом состоянии города [3, 4, 5].

Изучение геохимических особенностей растительности дает объективную оценку природной специфики территории, а при наличии крупного производства в составе растений наблюдается увеличение поступления специфических химических элементов [1].

Целью данной работы является попытка оценить эколого-геохимическое состояние территории г. Усть-Каменогорска по данным элементного анализа золы листьев тополя черного (*Populus nigra L.*), как известно, именно он обладает хорошими сорбционными параметрами и широко распространен на территории городов бывшего СССР. Отбор проб листьев проводился по равномерной сети в конце августа 2011 года по стандартной методике [6], всего была отобрана 101 проба. Подготовка пробы для анализа включала следующие операции: промывание, просушивание при комнатной температуре, измельчение, взвешивание перед озолением, озоление в муфельной печи при температуре 600°C в течение 2 часов с момента достижения заданной температуры, взвешивание после озоления [2]. Для определения количественного содержания в золе листьев токсичных, редких, редкоземельных, радиоактивных, благородных и других элементов (всего 28) применялся современный высокочувствительный ядерно-физический метод инструментального нейтронно-активационного анализа (ИНАА), осуществляемый на исследовательском реакторе ИРТ-Т НИИЯФ в лаборатории ядерно-геохимических методов исследования кафедры геоэкологии и геохимии Национального исследовательского Томского политехнического университета (аналитики: с.н.с. А.Ф. Судыко, Л.В. Богутская).

По результатам проведенных исследований было установлено, что в пространственном отношении в пределах города выделяются участки и зоны аномального содержания элементов ($>x+3\sigma$, где x - среднее арифметическое содержание элемента, а σ – стандартная ошибка). Так в зоне воздействия СЦК и УМЗ, расположенных в Северной промышленной зоне (СПЗ), повышенными относительно среднего всей территории являются содержания Fe, Zn, As, Ag, Sb, La, Ce, Ta, Au, Th, U. В районе ТМК отмечаются более высокие содержания Cr, Vg и Sr.

С целью детализации выделенной специфики город был условно разделен на 4 района: Ульбинский; Октябрьский; Согра, Гавань; Аблакетка, Левый берег и КШТ (таблица). Так в золе листьев *Populus nigra L.* Ульбинского района, на территории которого располагаются свинцово-цинковый комбинат и Ульбинский металлургический завод, отражается специфика этих производств и наблюдается повышенное по сравнению с другими районами содержание цинка и сурьмы, тантала и урана. Район Согры и Гавани характеризуется повышенным содержанием натрия, брома и стронция, Октябрьский район в свою очередь выделяется по хрому и железу. Условно чистый и отдаленный от крупных действующих предприятий район Аблакетки, КШТ и Левого

берега выделяется относительно других районов повышенным содержанием кобальта, что может быть связано с близостью расположения военного городка в НовоАхмирово.

Специфика Северной промышленной зоны также подтверждается по результатам построения тройных диаграмм. На тройной диаграмме U-Th-TR видно, что пробы в зоне ее воздействия обогащены ураном, в то же время практически все пробы бедны торием. Th/U для 90% проб меньше 1, что характерно для территорий обогащенных ураном, поскольку растения активно его накапливают. В пространственном отношении уран локализуется восточнее промзоны: близ УМЗ и его старого хвостохранилища. Содержание тантала на большей части территории находится на уровне предела обнаружения, поэтому на диаграмме Ta-Sc-Cr резко выделяются точки с повышенным содержанием тантала в зоне воздействия СПЗ. Локализуется тантал так же, как уран, что еще раз подчеркивает один источник поступления. Корреляционная связь между ураном и танталом составляет 0,62 при значимости корреляции от 0,3. Корреляционная связь между цинком и сурьмой также является значимой и составляет 0,57. На тройной диаграмме Zn-Sb-As пробы из зоны влияния Северной промзоны резко обогащены цинком, содержание сурьмы от 0,25 до 0,75.

Таким образом, было установлено, что листья тополей (*Populus nigra L.*) могут служить одним из индикаторов оценки качества среды обитания. Согласно полученным предварительным данным, в химическом составе золы листьев *Populus nigra L.* различных районов г. Усть-Каменогорска, отражается специфика основных производств города: Zn, Sb – АО «Казцинк», источник Та и U – АО «УМЗ».

Таблица

Среднее содержание химических элементов в золе листьев тополя черного (Populus nigra L.) различных районов г. Усть-Каменогорска, мг/кг

	Ульбинский район, включая СЦК и УМЗ (53 пробы)	Октябрьский район (18 проб)	Согра, Гавань, включая ТМК (15 проб)	Аблакетка, Левый берег, КШГ, Менновое (15 проб)	Среднее по городу (101 проба)
Na (%)	0,72±0,07	0,31±0,1	0,71±0,08	0,6±0,13	0,63±0,05
Ca (%)	14,4±0,3	13,2±0,6	16,6±0,6	14,7±0,6	14,5±0,26
Sc	0,4±0,03	0,4±0,04	0,33±0,02	0,37±0,03	0,38±0,02
Cr	2,7±0,4	4,7±0,6	3±0,5	2,1±0,5	3±0,27
Fe (%)	0,12±0,08	0,2±0,02	0,1±0,09	0,11±0,01	0,13±0,0007
Co	7±0,5	8,3±1,7	6,5±0,7	12,5±2,4	8±0,6
Zn	3779±267	2320±390	3227±584	1436±317	3093±201
As	2,8±0,4	2,7±0,31	2±0,3	2,1±0,4	2,56±0,24
Br	122±7	95±14	260±74	114±23	137±14
Rb	35±3,3	27±3,5	31,8±4,1	34,2±3,8	33±2
Sr	1204±58	1209±89	1493±100	1256±76	1256±40
Ag	0,61±0,08	0,63±0,2	0,3±0,01	0,33±0,02	0,52±0,13
Sb	3,3±0,36	1,23±0,11	1,1±0,2	0,42±0,06	2,15±0,23
Cs	0,28±0,02	0,24±0,04	0,2±0,04	0,33±0,05	0,27±0,02
Ba	130±7,5	118±12,2	127±8	108±17	124±5
La	1,1±0,06	1,3±0,13	0,9±0,06	0,8±0,06	1,05±0,04
Hf	0,1±0,01	0,12±0,02	0,12±0,01	0,1±0,02	0,1±0,08
Ta	0,14±0,03	0,06±0,01	0,07±0,02	0,03±0,005	0,1±0,03
Au	0,023±0,007	0,022±0,008	0,007±0,0009	0,01±0,002	0,02±0,004
Ce	1,95±0,13	2,3±0,26	1,6±0,2	1,33±0,25	1,87±0,1
Nd	1,56±0,2	1,25±0,23	1,3±0,2	1,6±0,4	1,5±0,36
Sm	0,13±0,01	0,14±0,02	0,14±0,02	0,14±0,02	0,14±0,009
Eu	0,03±0,004	0,03±0,005	0,03±0,009	0,02±0,004	0,03±0,003
Tb	0,05±0,01	0,06±0,02	0,04±0,005	0,06±0,01	0,05±0,01
Yb	0,1±0,007	0,09±0,02	0,09±0,01	0,06±0,008	0,09±0,007
Lu	0,011±0,001	0,009±0,002	0,01±0,002	0,013±0,002	0,01±0,001
Th	0,22±0,02	0,22±0,03	0,21±0,04	0,19±0,03	0,22±0,02
U	0,7±0,09	0,34±0,05	0,35±0,05	0,32±0,04	0,53±0,05

Примечание: жирным курсивом выделены наиболее высокие средние значения содержания элементов в пробах по районам г. Усть-Каменогорска.

Литература

1. Барановская Н.В. Закономерности накопления и распределения химических элементов в организмах природных и природно-антропогенных экосистем: Автореф. Дис. ... д. биол. наук. – Томск, 2011. – 46 с.
2. Государственная фармакопея СССР. Вып. 2: Общие методы анализа. XI изд. – М., 1990. – 400 с.
3. Досанова Б.А. Эколого-геохимический атлас городов и промышленных центров Казахстана / Б.А. Досанова, В.А. Цареградский и др. – Алматы, 2001. – 800 с.

4. М. С. Панин: человек - наука - судьба : юбилейный библиографический справочник. – Алматы : Раритет, 2010. – 236 с.
5. Самакова А.Б. Комплексная оценка экологии и здоровья населения промышленного города/ А.Б. Самакова, А.А. Белоног, В.С. Якупов и др. - Алматы, 2005. - 300 с.
6. Уфимцева М.Д., Терехова Н.В. Фитоиндикация экологического состояния урбогеосистем Санкт-Петербург. - Спб: Наука, 2005. – 66 с.

КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ**ПОЛУЧЕНИЕ ПОРИСТЫХ МАТЕРИАЛОВ НА ОСНОВЕ ПРИРОДНЫХ И ТЕХНОГЕННЫХ АЛЮМОСИЛИКАТОВ****В. А. Лотов, профессор***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В связи с особенностью географического расположения и суровыми климатическими условиями Россия вынуждена расходовать огромные энергетические ресурсы на отопление зданий и сооружений различного назначения. Кроме того, эта проблема связана с невысоким качеством и ограниченным ассортиментом материалов, используемых при тепловой изоляции теплогенерирующих установок, тепловых магистралей и объектов теплоснабжения.

Из всех известных теплоизоляционных материалов наиболее целесообразным является использование в России пеностекла – материала, обладающего комплексом уникальных эксплуатационных свойств, удовлетворяющих самым высоким нормативным требованиям.

Особенности технологии пеностекла определяют его достаточно высокую стоимость, однако, высокий срок его службы в итоге существенно повышает экономические показатели его использования [1].

Применение стеклобоя, особенно листового стекла, в производстве пеностекла весьма выгодно, но при значительном объеме выпуска пеностекла возникает необходимость потребления большого количества стеклобоя. Кроме того, стекольные заводы в последнее время, в целях экономии материальных и энергетических ресурсов стараются использовать максимальное количество стеклобоя в качестве возвратного сырья при выпуске основных видов продукции. Если ориентироваться на стеклобой тарного стекла, то здесь нужно учитывать поступление стекла непостоянного химического состава, вопросы его сбора и очистки его от различных органических и неорганических примесей.

В 2000 году на Томском домостроительном комбинате (ДСК) при непосредственном участии автора данной статьи была смонтирована и запущена технологическая линия по производству пеностекла производительностью 10000 м³/год [2, 3]. В качестве исходного сырья использовался стеклобой Томского электrolампового завода и углеродистый газообразователь (кокосовый орешек). Опыт производства пеностекла на основе стеклобоя лампового стекла (2000 руб./т) показал высокую эффективность его использования при выпуске блоков пеностекла размером 450×450×100 мм с плотностью 175–200 кг/м³ и себестоимостью 1500 руб./м³.

Возникшие экономические проблемы заставили отказаться от выпуска блочного пеностекла и с 2004 года, после проведения реконструкции печи вспенивания, цех начал выпускать пенокрошку, которую комбинат использует для собственных целей при производстве различных засыпок. В 2010 году в связи с кризисом в строительстве выпуск пенокрошки приостановлен, но может быть возобновлен в любое время.

В связи с переходом на выпуск энергосберегающих и светодиодных ламп производство ламп накаливания может сократиться, что приведёт резкому снижению отходов стекла и возникновению проблем с исходным сырьём у производителей пенокрошки. Последнее является наглядным подтверждением необходимости организации отделения варки стекла на каждом пеностекольном производстве.

Анализ технологических особенностей получения пеностекла с углеродистым газообразователем показывает, что пеностекло можно получать не только из стекла, сваренного из традиционных шихт по классической технологии, включающей стадии осветления и гомогенизации, но и с использованием шихт, содержащих различные алюмосиликатные породы (АСП). В научных статьях по проблемам получения пеностекла приводятся примеры применения алюмосиликатных пород и получения пеностекла путём совмещения процессов силикатообразования, стеклообразования и вспенивания [4]. Реализация такого способа весьма привлекательна, но получаемый продукт трудно назвать пеностеклом, так как он имеет крайне неоднородную пористую структуру с преобладающим размером пор до 5–10 мм.

Считаем, что при получении пеностекла необходимо соблюдать следующую последовательность технологических стадий: варка стекла → резкое охлаждение стекла и получение стеклокрошки → помол стекла и приготовление пеностекольной шихты → вспенивание шихты → отжиг блоков пеностекла. Резкое охлаждение стекломассы, полученной с использованием алюмосиликатных пород, необходимо для предотвращения развития процессов кристаллизации стекла, которое содержит повышенное количество оксидов алюминия и железа.

Использование АСП при варке стекла позволит существенно расширить сырьевую базу пеностекольных производств, поэтому было проведено исследование возможности и особенностей варки стекла на основе таких пород и пригодности сваренного стекла для изготовления пеностекла [5]. В качестве объектов исследования использовали глины, суглинки, глинистые сланцы, горельники, кислые золы ТЭЦ, цеолитовые и гранитные породы. Сравнительную оценку пригодности этих пород для варки стекла проводили по отношению содержания оксидов кремния и алюминия (глинозёмный модуль $\Gamma = \text{SiO}_2/\text{Al}_2\text{O}_3$) и по силикатному модулю $n = \text{SiO}_2/(\text{Al}_2\text{O}_3 + \text{Fe}_2\text{O}_3)$. Значения этих модулей для некоторых АСП представлены в табл. 1, из которой следует, что величина глинозёмного модуля колеблется в пределах $\Gamma = 2,66–5,79$, а силикатного модуля $n = 1,26–5,58$.

Исключение составляют породы с высоким содержанием кремнезёма, но из этих пород при соответствующей подшихтовке можно сварить силикатное стекло.

Таблица 1

Химический состав алюмосиликатных пород

Алюмосиликатная порода	Массовое содержание, %								Модульные характеристики	
	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	CaO	MgO	R ₂ O	п.п.п.	∑	SiO ₂ /Al ₂ O ₃	SiO ₂ /(Al ₂ O ₃ +Fe ₂ O ₃)
Цеолитовая порода	68,31	12,06	0,86	2,88	1,03	2,67	11,69	99,50	5,66	5,28
Суглинки	69,40	13,19	3,35	2,03	0,67	4,68	5,47	98,79	5,26	4,19
Глинистые сланцы-1	63,39	14,01	10,40	0,78	0,98	6,62	3,80	99,98	4,52	2,59
Глинистые сланцы-2	67,14	15,30	5,87	2,21	2,09	0,43	4,92	97,96	4,39	3,17
Диатомит-1	68,45	13,34	2,83	3,08	2,48	–	6,75	96,93	5,13	4,23
Диатомит-2	92,02	4,64	2,37	0,75	0,08	0,24	–	100,10	19,83	13,12
Глина	69,08	16,29	5,25	3,84	3,22	2,33	–	100,01	4,24	3,20
Перлит	76,00	13,11	1,22	2,16	2,10	5,41	–	100,00	5,79	5,30
Базальт	52,10	15,07	10,43	10,42	6,56	3,11	1,20	98,89	3,45	2,04
Диабаз	46,32	15,08	13,11	8,61	9,80	2,42	2,90	98,24	3,07	1,64
Гранит	75,54	16,77	3,29	2,08	1,64	1,18	0,50	101,00	4,50	3,76
Зола ТЭЦ-1	65,20	18,21	5,97	5,51	0,38	–	4,03	99,72	3,58	2,45
Зола ТЭЦ-2	59,20	22,21	7,97	5,28	0,42	–	4,31	99,81	2,66	1,96
Трепел	75,40	9,05	4,47	1,26	0,80	–	6,17	97,15	8,33	5,58
Глиежи	67,80	19,53	5,57	3,25	1,53	–	1,23	98,91	3,47	2,70

При приготовлении стекольной шихты на основе АСП проводили корректировку смеси алюмосиликатного компонента и соды в соответствии с расчётами, добавками кварцевого песка, доломита или известняка. Приготовленные шихты имели следующий компонентный состав: 62–64 % АСП, 20–22 % сода кальцинированная, 7–10 % кварцевый песок, 7–8 % известняк или доломит. Смесь компонентов тщательно перемешивали и дополнительно измельчали в лабораторных бегунах до полного прохода через сито с размером ячейки 0,5 мм. Готовую шихту загружали в жаростойкие металлические формы, нагревали в муфельной печи до температуры 970 °С и выдерживали при этой температуре в течение 1,5 ч до прекращения газовой выделения. Полученное стекло содержало большое количество мелких газовых включений 0,1–0,5 мм и обладало признаками закристаллизованности. Химический состав стекла, сваренного с использованием суглинка, цеолитовой породы, горельника, гранитной породы и золы ТЭЦ, а также его модульные характеристики представлены в табл. 2.

Далее стекло подвергали резкому охлаждению в воде, извлекали из формы и измельчали совместно с 3–4 % коксового орешка и 1 % нитрата натрия или калия (повышение окислительного потенциала шихты) до удельной поверхности 600 м²/кг.

Таблица 2

Химический состав пород и стекла на их основе

Материал	Массовое содержание, %									Модульные характеристики	
	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	CaO	MgO	Na ₂ O	K ₂ O	п.п.п.	∑	SiO ₂ /Al ₂ O ₃	SiO ₂ /(Al ₂ O ₃ +Fe ₂ O ₃)
Цеолитная порода	64,80	13,26	2,46	2,50	1,84	0,63	3,20	11,20	99,89	4,88	4,12
Стекло на основе цеолита и доломита	59,30	10,61	3,65	4,29	3,69	16,27	2,52	–	100,33	5,59	4,16
Стекло на основе цеолита и известняка	58,82	10,53	3,62	6,14	1,78	17,13	2,50	–	100,52	5,59	4,16
Горелая порода	67,80	19,53	5,57	3,25	2,05	–	–	1,23	99,43	3,47	2,70
Стекло на основе горельника	57,66	14,53	4,25	4,56	3,60	15,68	–	–	100,28	3,97	3,07
Суглинок	64,78	13,00	4,76	4,95	1,00	2,00	1,27	7,98	99,74	4,98	3,65
Стекло на основе суглинка	57,85	10,15	3,83	6,07	2,95	17,90	0,97	–	99,72	5,70	4,14
Зола ТЭЦ	65,20	18,21	5,97	5,51	0,38	–	–	4,03	99,72	3,58	2,45
Стекло на основе золы	56,72	13,80	4,63	6,34	2,41	15,96	–	–	99,86	4,11	3,07
Гранитная порода	63,22	19,14	–	2,80	2,04	3,16	9,60	–	99,96	3,30	3,30
Стекло на основе гранита	55,51	13,73	0,25	4,03	3,51	16,16	6,97	–	99,98	4,04	3,97

Необходимо отметить, что при реализации этого процесса в промышленных условиях варку стекла можно проводить либо методом спекания при 950 °С с использованием тугоплавких опудривающих порошков (глина, зола, диатомит, трепел, опока), либо методом плавления при температурах 1100–1200 °С, при которых значительно снижается вязкость стекломассы и интенсифицируются процессы растворения зёрен кварца и стеклообразования. В этом случае следует применять малогабаритные стекловаренные печи с прямым электрическим или комбинированным нагревом. Можно также использовать малогабаритные вагранки, которые применяются при производстве минеральной ваты. В этих агрегатах целесообразно использовать гранулированную или брикетированную стекловую шихту.

Полученную пеностекловую шихту загружали в необходимом количестве ($m = \rho V$, где m — масса загружаемой шихты; ρ — заданная плотность пеностекла; V — объём формы) в жаропрочные металлические формы, которые помещали в печь с температурой 800 °С, где выдерживали в течение 60–70 мин. После вспенивания шихты форму с пеностеклом извлекали из печи, охлаждали на воздухе в течение 2 мин, после чего помещали в другую муфельную печь, предварительно нагретую до температуры 650 °С для стабилизации и последующего охлаждения вместе с печью.

Процесс поризации пеностекловых шихт проходит две стадии. На первой стадии шихта уплотняется и спекается с образованием газонепроницаемой корочки стекла. На второй стадии происходит непосредственно вспенивание образовавшегося спека стекла. Длительность процесса вспенивания предопределяется скоростью образования новой поверхности v (м/с), которую можно определить по отношению

$$v = \sigma / \eta, \quad (1)$$

где σ — поверхностное натяжение стекла, мДж/м²; η — вязкость стекла при температуре вспенивания, Па·с.

По известной величине v можно определить время вспенивания шихты по формуле

$$\tau_v = \frac{\sqrt{V_{II}}}{60v} \times \frac{\rho_{CT}}{\rho_{IC}} \quad (2)$$

где τ_v — расчётное время вспенивания шихты, мин; V_{II} — объём газовой фазы в пеностекле с заданной плотностью, м³; ρ_{CT} — истинная плотность стекла, кг/м³; $\rho_{IC} = 2500$ кг/м³; ρ_{IC} — плотность пеностекла, кг/м³;

$$V_{II} = 1 - \frac{\rho_{IC}}{\rho_{CT}} \quad (3)$$

Применимость формулы (2) покажем для стекла, сваренного на основе суглинка и пеностекла с плотностью 180 и 200 кг/м³. Согласно [6] температура перехода данного стекла в жидкое состояние при вязкости 10⁸ Па·с, определённая по формуле М. В. Охотина, составляет 667 °С. Поверхностное натяжение стекла, рассчитанное по А. А. Аппену [7], равно 343·10⁻³ Дж/м². Скорость образования новой поверхности $v = 3,43 \cdot 10^{-3}$ м/с. Время вспенивания пеностекла с плотностью 180 кг/м³ составляет 65,8 мин, а с плотностью 200 кг/м³ — 59,1 мин.

Расчётные значения времени вспенивания шихты хорошо согласуются с экспериментальным временем вспенивания. Следует отметить, что величина поверхностного натяжения стекла предопределяет количество образующихся газовых пор в единице объёма пеностекла. Уменьшение поверхностного натяжения стекла приводит к увеличению числа газовых пор, уменьшению их размера и скорости образования новой поверхности.

От вязкости стекла и температуры вспенивания шихты зависит толщина межпоровых перегородок и конфигурация образующихся газовых пор (округлая или полиэдрическая). Поэтому вспенивание необходимо проводить при постоянной температуре, так как, например, увеличение её приведёт к снижению вязкости стекла, возрастанию скорости образования новой поверхности и уменьшению времени вспенивания. По этой причине, при заданном времени вспенивания (скорость движения форм в печи) может образоваться крайне неравномерная по размеру пор структура пеностекла.

Пеностекло, полученное на основе АСП: прочность при сжатии = 1,0–1,4 МПа; плотность = 180–200 кг/м³; коэффициент теплопроводности = 0,058–0,065 Вт/(м·К); водопоглощение = 3–5% (об.); преобладающий размер пор = 0,5–3 мм.

Повышенная прочность пеностекла на основе алюмосиликатного стекла объясняется наличием как в исходном порошке стекла, так и в межпоровых перегородках пеностекла кристаллической фазы (8–14%), представленной кварцем (0,411; 0,370; 0,334; 0,245; 0,228; 0,212; 0,197; 0,154 нм), альбитом (0,411; 0,370; 0,321; 0,295; 0,255; 0,244; 0,231; 0,212; 0,201; 0,189; 0,182 нм) и анортитом (0,408; 0,320; 0,295; 0,251; 0,213; 0,183; 0,162 нм).

Необходимо отметить, что по данным рентгеновского анализа пробы пеностекла являются более закристаллизованными по сравнению с исходным стеклом. Это свидетельствует о создании условий, достаточных для развития процессов кристаллизации стекла при вспенивании пеностекловых шихт.

Проведенные исследования подтверждают целесообразность использования всего известного многообразия различных техногенных отходов с алюмосиликатной основой в качестве исходного сырья для варки стекла, на основе которого можно получать пеностекло при более низких энергозатратах.

Литература

1. Лотов В. А. Перспективные теплоизоляционные материалы с жёсткой структурой // Строительные материалы. — М., 2004. — № 11. — С. 8–9.
2. Лотов В. А., Гинько С. В., Шпелер А. К. Перспективы и возможности освоения производства пеностекла в Сибири // Сибирь: экспорт-импорт инвест, 2001. — № 7. — С. 32–33.

3. Лотов В. А., Шпетер А. К., Гинько С. В., Семенюк П. Н. Опыт организации производства пеностекла // Проектирование и строительство в Сибири, 2002. – № 1. – С. 25–26.
4. Кетов А. А., Конев А. В., Пузанов И. С. Саулин Д. В. Тенденции развития технологии пеностекла // Строительные материалы, 2007. – № 9. – С. 28–31.
5. Пат. РФ 2357933. Шихта для получения пеностекла / А. А. Архипов, В. А. Лотов, В. В. Власов; опубл. 10.06.2009 // Бюл., 2009. – № 16.
6. Павлушкин Н. М., Сентюрин Г. Г., Ходаковская Р. Я. Практикум по технологии стекла и ситаллов. - М.: Стройиздат, 1970. – 319 с.
7. Аппен А. А. Химия стекла. – Л.: Химия, 1974. – 325 с.

ВЛИЯНИЕ КРУПНОСТИ БАКЧАРСКОЙ ЖЕЛЕЗНОЙ РУДЫ НА ПРОЦЕСС ВОССТАНОВЛЕНИЯ ТОРФОРУДНЫХ МАТЕРИАЛОВ

Е. Ю. Абрамовская, А. А. Евдосеев

Научный руководитель доцент В.С. Архипов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Освоение Бакчарского железорудного месторождения Томской области позволит надолго обеспечить потребности металлургических заводов Южного Урала и Западной Сибири в железной руде. Из 6 известных типов руд Бакчарского месторождения наиболее распространены плотные и рыхлые гетито – гидрогетитовые разновидности со средним содержанием железа 38-42 %. По своему составу они близки к бурым железнякам Аятского и Лисаковского месторождения, на базе которого работает Лисаковский горно-обогатительный комбинат, выпускающий обогащенный концентрат для Каргандинского металлургического комбината (Казахстан). Таким образом, исходная Бакчарская железная руда должна быть обогащена до содержания общего железа 50-60%. Для выплавки металла в доменных печах используется кусковое сырье. В связи с этим необходимо предварительное окускование концентрата Бакчарской железной руды.

Одним из вариантов переработки Бакчарской железной руды является полная или частичная металлизация концентрата в процессах прямого восстановления с последующим металлургическим переделом в доменных или сталеплавильных печах. При этом проблема окускования решается путём формирования торфорудных материалов (ТРМ), в которых связующим компонентом в то же время восстановителем является торф. Ранее проведенные исследования в 1960-70гг. [1] показали принципиальную возможность получения ТРМ и их металлизации.

В качестве металлургического топлива при металлизации железных руд Бакчарского месторождения могут быть использованы торфа северо-восточных отрогов Васюганского торфяного месторождения. Наиболее перспективны для металлургического использования участки Васюганского месторождения, занимающие водоразделы рек Шегарка-Икса-Бакчар-Парбиг (Бакчарское, Иксинское болото).

Первоочередной сырьевой базой для обеспечения торфом потребностей потенциального металлургического производства может служить торфяной массив, занимающий водораздел р. Бакчар – Икса, протянувшийся на 150 км от истоков этих рек до их впадения в р. Чая (Бакчарское болото). О структуре запасов этого торфяного массива можно судить по результатам детальной разведки 1985г. участка №5 км у с. Кр. Бакчар [2]. Верховой торф, составляющий 24 % от общих запасов участка № 5, представлен фускум, магелланикум и ангустифолиум видами. Преобладающий на участке переходный торф (52 % запасов) представлен осоково-сфагновым, осоковым, древесно-осоковым, сфагновым видами. Среди низинных торфов (18% запасов) доминируют осоковый, древесно-осоковый и древесные виды. Средняя степень разложения торфа R составляет 22 % при зольности 6,0 %. Преобладают на участке торфа средней и низкой степени разложения. Указанные торфа следует рассматривать как реальное сырье для получения торфорудных материалов из Бакчарской руды.

Целью данной работы является изучение влияния измельчения бакчарской железной руды на свойства ТРМ и процесс металлизации этих материалов.

В качестве сырья использовали верховой пушицево-сфагновый торф со степенью разложения R=10% и содержанием золы $A^{\alpha} = 3,5\%$. Торф отобран на участке №5 Васюганского торфяного месторождения (Бакчарское болото).

Основным компонентом ТРМ являлась руда – сыпучка, отобранная с площадки гидронамыва вблизи с. Польшанка Бакчарского района. Руда представляет собой сыпучую массу бурого цвета, состоящую, в основном, из округлых блестящих оолитов и бобовин гетита ($Fe_2O_3 \cdot H_2O$) и гидрогетита ($3Fe_2O_3 \cdot 4H_2O$). 86 % всей массы руды представлено частицами размером 0,25-1,0 мм. Содержание железа общего в отобранном для исследования образце руды составило 46,3%.

Для получения ТРМ руду измельчали до трёх значений крупности частиц – менее 0,5 мм, менее 0,25 мм и менее 0,1 мм. Такие размеры частиц близки к реальной дисперсности рудных концентратов. Сырой торф предварительно подсушивали до влажности 91%. С каждым образцом руды приготовлены ТРМ, содержащие 30% торфа и 70% руды в расчете на сухие материалы.

Сырую торфомассу выстилали слоем 1-2 см и равномерно распределяли по нему измельченную руду. Для усреднения торфорудной массы ее дважды пропускали через шнековый механизм и затем формовали путем выдавливания в специальной матрице цилиндрические образцы диаметром 34-35 мм, которые затем сушили в условиях лабораторного помещения до постоянного веса (воздушно-сухое состояние). Во время сушки периодически замеряли размеры и массу формовок для расчета усадки.

С полученными ТРМ проведены испытания по их металлизации в режиме нагрева с постоянной скоростью 5 °С/мин. Образцы помещали в реторту из жаропрочной стали емкостью 300 мл и нагревали в тигельной электропечи ТЭП-1 до температур 500-1000 °С с интервалом 100 °С. Парогазовые продукты разложения ТРМ выводились через штуцер в крышке реторты в конденсационную аппаратуру (ловушка, водяной конденсатор). По достижении конечной температуры нагрева реторту извлекали из печи и охлаждали до температуры 20 °С. Учитывая пирофорность продуктов восстановления при охлаждении, в реторте поддерживали избыточное давление азота в течение полусуток. Для прогрева ТРМ до температуры 1100 °С использовали высокотемпературную трубчатую печь СЮЛ-0,4412М2-У42. ТРМ помещали в муллиткремнеземистую трубку с заглушенным торцом и отводом парогазовых продуктов через открытый торец.

В продуктах восстановления определяли содержание золы (ГОСТ 11306-83), выход летучих (ГОСТ 6382-2001), содержание железа общего (ГОСТ 23581.18-81), железа двухвалентного (ГОСТ 23581.3-79), железа металлического (ГОСТ 26482-90). На основании полученных данных рассчитана степень восстановления α и степень металлизации ϕ (табл. 3).

Воздушно-сухие и восстановленные ТРМ испытывали на механическую прочность. С воздушно-сухими образцами проведены испытания двумя методами:

- на раздавливание – на лабораторном гидравлическом прессе ПГЛ-5;
- на истирание – во вращающемся барабане со стальными шарами при скорости вращения 150 об/мин в течение 10 мин. Показатель истираемости определяли как выход мелочи менее 3 мм, в процентах от загрузки.

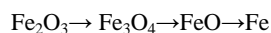
С восстановленными ТРМ проведены испытания на раздавливание.

В результате проведенной работы установлено, что измельчение руды существенно влияет на прочность воздушно-сухих ТРМ. Так, прочность на истираемость ТРМ, содержащих руду крупного помола (< 0,5 мм) существенно выше, чем в образцах, содержащих тонкоизмельченную руду (< 0,1 мм). Упрочнение ТРМ можно объяснить сохранением связующих свойств торфа в смеси с крупными частицами руды. В результате структуры ТРМ становится более устойчивой к динамическим нагрузкам.

Результаты анализа восстановленных ТРМ показывают, что по мере нагрева ТРМ изменяется состав железорудной составляющей ТРМ. Это связано с протеканием двух одновременно протекающих процессов:

1. Термическое разложение торфа, сопровождающееся выделением парогазовых продуктов;
2. Восстановление оксидов железа, входящих в состав железной руды.

Восстановление протекает в соответствии со ступенчатой схемой превращения оксидов железа от высшего окисла Fe_2O_3 до металлического железа



По мере восстановления ТРМ содержание общего железа возрастает от 40 % (при 500°C) до 60 % (при 1100°C). Более существенно изменяется содержание двухвалентного и металлического железа. Восстановление с небольшими скоростями протекает уже в низкотемпературной области и при температуре 500°C уже появляется двухвалентное железо в количестве 8-10%. Его содержание по мере восстановления возрастает до температуры 800-900°C и затем начинает снижаться в связи с переходом двухвалентного железа в металлическое. Для изученного состава ТРМ наибольшая степень восстановления при 1100°C составила 82-83%. Полученные нами данные по низкотемпературному этапу восстановления связаны со спецификой торфа как восстановителя. Особенностью торфа является комплексное взаимодействие газообразных и твердых продуктов разложения торфа с оксидами железа. Из кинетики термического разложения торфа [3] известно, что основные процессы термического разложения торфа при линейном подъеме температуры (5 °С/мин) протекают в интервале 150-500 °С. Максимум скорости разложения торфа приходится на интервал температур 240-340°C. Таким образом, парогазовые продукты термического разложения торфа обеспечивают восстановление Fe_2O_3 до Fe_3O_4 и частично до FeO , что соответствует степени восстановления $\alpha=10-15\%$. Восстановление ТРМ с рудой разной степени измельчения протекает с близкими скоростями. Это свидетельствует о том, что физическая структура железной руды при данном составе ТРМ слабо влияет на общую скорость процесса восстановления.

Прочность восстановленных ТРМ существенно зависит от степени восстановления и присутствия в восстановленных ТРМ фазы вюстита (FeO). При температуре 800-1000 °С эта фаза играет роль связки при спекании частиц породы и металлического железа. Наиболее высокие показатели прочности на раздавливание (до 30 – 40 кг на образец) отмечены в образцах с рудой тонкого помола (<0,1 мм). Образование прочной структуры происходит благодаря тесному контакту вюстита и твердых частиц (порода и свежевосстановленное металлическое железо).

Литература

1. Смольянинов С.И. Комплексно использование торфа в химико - металлургическом процессе на базе бакачарских руд // Итоги исследований по химии за 50 лет 1919-1967 гг: Труды межвузовской научной конференции. – Томск: Изд-во ТГУ, 1968. – С. 90-98.
2. Инишева Л.И., Архипов В.С., Маслов С.Г., Михантьева Л.С. Торфяные ресурсы Томской области и их использование. – Новосибирск: 1995 – 88с.
3. Смольянинов С.И., Белихмаер Я.А. Кинетика газовой выделению при термическом разложении торфа // Известия Томского политехнического университета: – Томск., 1977. – Т. 300. – С. 13–15.

**ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ И СТРУКТУРНО-МИНЕРАЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ
ОГНЕУПОРНОГО АЛЮМОСИЛИКАТНОГО СЫРЬЯ СЕВЕРО-ЗАПАДНОГО РЕГИОНА
РОССИИ**

Л.П. Говорова¹, А.С. Скрипченко¹, Скурихин В.В.²

Научный руководитель профессор Т.В. Вакалова¹

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия,

²ОАО «Боровичский комбинат огнеупоров», г. Боровичи, Россия

Большинство технологий алюмосиликатной керамики и огнеупоров базируется на использовании глинистого сырья, выполняющего функции связующего вещества на стадии формования и кристаллообразующего компонента на стадии обжига.

В современных геоэкономических условиях особо значимой становится роль российского огнеупорного глинистого сырья, что обуславливает необходимость изыскания путей и возможностей использования его в керамических технологиях, а также технологических приемов улучшения эксплуатационных свойств алюмосиликатных керамических материалов. Помимо глинистого сырья особую актуальность приобретают вопросы расширения областей использования непластичного природного силикатного сырья и техногенных отходов в производстве керамических материалов, в том числе огнеупорных. Решение указанных проблем может быть обеспечено в результате создания системы способов и приемов целенаправленного управления процессами синтеза алюмосиликатных керамических материалов с повышенной прочностью, огнеупорностью, термостойкостью и другими эксплуатационными свойствами.

Целью данной работы являлось комплексное исследование огнеупорного глинистого сырья Северо-западного региона России: огнеупорных глин Иксинского месторождения (марки ГИО-2 и ГИО-5) Архангельской области, каолина Боровичско - Любытинского месторождения (КБЛП-1, КБЛП-2 и КБЛП-3) Новгородской области и глинистых бокситов Тиманского месторождения (ГБТ-1 и ГБТ-2) Республики Коми. За объект сравнения был выбран каолин Обозновского месторождения (Украина), который в настоящее время признан как один из наиболее качественных украинских каолинов.

Установлено, что по химическому составу (таблица 1) пробы боровичско-любытинского каолина КБЛПС-2 и КБЛПС-3 представляют собой основное сырье (содержание Al_2O_3 в прокаленном состоянии 38,9 - 40,7 мас. %), проба КБЛПС-1 - переходный тип между высокоосновным и основным глинистым сырьем с содержанием Al_2O_3 в прокаленном состоянии 45,3 мас. %, все пробы боровичско-любытинского каолина характеризуются средним содержанием красящих оксидов.

Таблица 1

Химический состав исследуемых сырьевых компонентов

Шифр пробы	Содержание оксидов, мас. %									
	SiO ₂	Al ₂ O ₃	TiO ₂	Fe ₂ O ₃	MnO	CaO	MgO	K ₂ O	Na ₂ O	Δm _{чрк}
глина иксинская										
ГИО-2	9,23	60,86	3,63	3,11	0,03	0,17	1,21	0,51	0,15	21,10
ГИО-5	21,86	50,56	3,65	6,19	0,03	0,44	1,00	0,48	0,17	15,62
каолин обозновский										
КО-1	42,63	38,85	1,25	1,20	-	0,06	0,77	0,10	0,07	15,07
каолины боровичско-любытинские										
КБЛПС-1	42,61	38,80	2,26	0,75	-	0,17	0,70	0,22	0,13	14,36
КБЛПС-2	45,70	34,96	1,92	2,06	-	0,11	0,68	0,17	0,19	14,21
КБЛПС-3	48,93	33,40	1,76	0,63	-	0,15	0,68	0,21	0,19	14,05
бокситы тиманские										
ГБТ-1	9,50	51,97	2,29	22,12	0,46	0,41	1,30	0,33	0,04	11,58
ГБТ-2	17,62	47,80	2,73	13,88	0,41	1,80	1,25	0,22	0,06	14,23

По минералогическому составу боровичско-любытинский каолин представляют собой практически мономинеральное сырье каолинитового состава с содержанием каолинита от 80 до 90 мас.% с примесью в глинистой части гидрослюда типа иллита в количестве 2,5-4 мас.%, в непластичной части – кварца в количестве от 5 до 13 мас. % (таблица 2).

Специфика зернового и химико-минералогического составов исследуемого каолина определяет его технологические свойства: мало- и умеренную пластичность, низкую чувствительность к сушке, достаточно высокую связность. По поведению в обжиге боровичско-любытинский каолин относится к неспекающемуся до температуры 1400°C глинистому сырью. Присутствие в фазовом составе всех проб каолина, обожженных при оптимальной температуре 1400°C (таблица 3), высокого содержания кристобалита (32- 36 мас.%) обуславливает относительно невысокую прочность на сжатие образцов пластичного формования (не более 40 МПа) (рисунок 1).

Таблица 2

Минералогический состав исследуемого глинистого и бокситового сырья

Минерал	Содержание минералов, мас.%, в пробах глин и бокситов							
	глины иксинские		каолин обозновский КО-1	каолин боровичско-любытинский			бокситы тиманские	
	ГИО-1	ГИО-2		КБЛПС-1	КБЛПС-2	КБЛПС-3	ГБТ-1	ГБТ-2
каолинит	20	47	90	90	80	80	20	38
иллит	7,5	7	2	4	2,5	4	5	3
гидраты глинозема (смесь гидрагилли-та и бемита)	64	34	-	-	-	-	48	40
кварц	-	-	3	5	12	13	-	-
железистые минералы и рутил	7	10	3	3	4	2,5	25	15
другие минералы (карбонаты и др.)	1,5	2	2	1	1,5	1	2	4

Таблица 3

Фазовый состав продуктов обжига исследуемых глинистых и бокситовых пород при оптимальной температуре обжига

Минерал	глины иксинские		каолин обозновский КО-1	каолин боровичско-любытинский			бокситы тиманские	
	ГИО-2	ГИО-5		КБЛПС-1	КБЛПС-2	КБЛПС-3	ГБТ-1	ГБТ-2
Температура обжига, °С	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1350	1350
муллит	55	75	53	50	45	46	11	17
корунд	25	15	-	-	-	-	23	13
кристобалит	-	-	36	36	32	30	-	-
кварц	-	-	-	-	13	15	5	5
железистые минералы (гематит)	-	-	-	-	-	-	25	15
стеклофаза	20	10	11	14	10	9	36	50

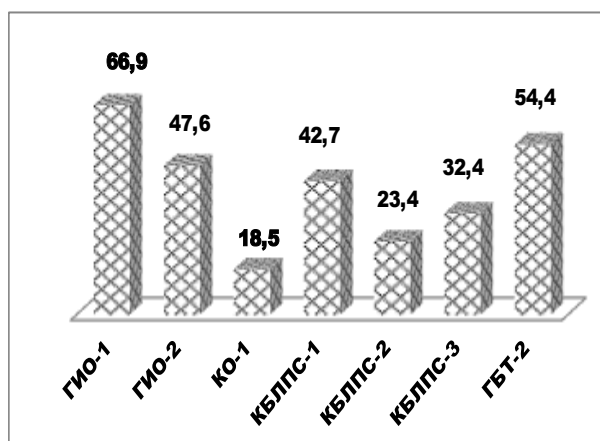


Рис. Прочность на сжатие (МПа) образцов пластичного формования из исследуемого сырья при оптимальной температуре обжига, °С: глины иксинские, каолин обозновский – при 1400, каолины боровичско-любытинские – при 1450, бокситы – при 1350.

Каолин Обозновского месторождения (КО-1) по физико-химическим и технологическим свойствам практически идентичен боровичско-любытинскому каолину разновидности КБЛПС-1, т.е. представляет высокодисперсное сырье, промежуточный тип между основным и высокоосновным глинистым сырьем с низким содержанием красящих оксидов, с содержанием каолинита до 90% и свободного кварца не более 3%, умереннопластичное (П-15,5), малочувствительное к сушке ($K_c - 0,3$), глинистое сырье среднетемпературного спекания с температурой полного спекания 1350 °С, образующие после обжига структуры с прочностью на сжатие не более 20 МПа, главным образом, за счет процессов кристобалитизации (содержание кристобалита достигает 36 мас.%) аморфного кремнезема, выделяющегося при разложении каолинита в процессе его муллитизации.

Иксинские огнеупорные глины представляют собой низкодисперсное глинистое сырье (содержание фракции менее 1 мкм составляет 20 – 30 мас.%), высокоглиноземистое (с содержанием Al_2O_3 в прокаленном состоянии 60 – 77 мас.%), с высоким содержанием красящих оксидов (содержание $TiO_2 + Fe_2O_3$ в прокаленном состоянии составляет от 8,5 до 11,7 мас.%). Особенностью минералогического состава иксинских глин является сложный полиминеральный состав их тонкодисперсной части, который определяет их как тип

каолинито-бемито-гидрагиллитовых глин с содержанием каолинита от 20 до 47%, гидратов глинозема 34 – 64 % при полном отсутствии примесного кварца, что в комплексе определяет такие их технологические свойства как малую пластичность (число пластичности 4,6 – 5,2), низкую чувствительность к сушке (коэффициент чувствительности к сушке 0,3 - 0,4), неспекаемость до температуры 1400 °С, однако при этом способность образовывать прочные структуры с прочностью на сжатие 48 – 67 МПа (при температуре 1400°С в зависимости от разновидности глины).

По минералогическому составу тиманские бокситы представляют собой тип высокожелезистых (с содержанием оксида железа в прокаленном состоянии 16 - 25 мас. %), кремнеземистых (с кремнеземистым модулем 2,7 – 5,4) глинистых бокситов гематит-бемит-каолинитовой природы с содержанием каолинита в исследуемых пробах 20 – 38 мас. %, бемита – 40 - 48 мас.%. Особенности минералогического состава тиманских бокситов (высокое содержание железистых примесей) обуславливают их полное спекание при температуре 1300 °С с формированием достаточно прочных структур с механическими характеристиками (прочностью на сжатие) на уровне 50-55 МПа.

Таким образом, основной причиной невысокой прочности образцов пластичного формования из обоих исследуемых каолинов (обозновского и боровичско-любугинского) после обжига при 1400 °С по сравнению с иксинскими глинами является образование большого количества кристобалита (30 – 35 мас.%), поэтому одним из путей повышения прочностных характеристик изделий (в т.ч. гранулированного материала) на основе данных каолинов является подшихтовка их глиноземистыми добавками, нейтрализующими процесс кристобалитизации за счет связывания кремнезема, выделяющегося из структуры каолинита, во вторичный муллит.

ПРИМЕНЕНИЕ КАОЛИНА МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ЖУРАВЛИНЫЙ ЛОГ»

В.В. Голубков, З.В. Стафеева

Научный руководитель профессор Е.Н. Потапова

Российский химико-технологический университет имени Д.И. Менделеева, г. Москва, Россия

Урал – это сокровищница разнообразных полезных ископаемых. Кочкарский район Челябинской области, в свою очередь, чрезвычайно богат каолиновыми породами. Каолины относят к высококачественному сырью для различных отраслей промышленности. Они используются в производстве изделий строительной, грубой и тонкой керамики, огнеупорных материалов, цемента, для буровых глинистых растворов, в литейном производстве, бумажной, резиновой промышленности, в производстве керамзита и аглопорита, для очистки нефтепродуктов и жиров, в производстве минеральных красок и др. В районе зарегистрировано 13 месторождений каолинов: «Журавлиный Лог», «Михайловское», Чуксинское, Вознесенское, Старо-Поклевское (Поварненское), Юльевское, «Синий карьер», «Летние хутора», Степное и др. Наряду с элювиальными каолинами широко развиты переотложенные каолины, залегающие среди песчано-глинистых отложений. Залежи переотложенных каолинов практически не околитуены, а каолины не получили качественной оценки.

К наиболее изученным и представляющим наибольший интерес для отечественной промышленности относятся каолины месторождений «Журавлиный лог» и Михайловское.

Месторождение «Журавлиный Лог» расположено в 10 км к западу от г. Пласт Челябинской области. Балансовые запасы категорий А+В+С₁ составляют 7,1 млн тонн, запасы категории С₂ на флангах месторождения составляют около 60 млн тонн. Промышленная залежь с прилегающими флангами приурочена к коре выветривания лейкократовых гранитов. Месторождение представляет собой пластообразную залежь размером 500 x 500 м и глубиной до 48 м. Полезная толща сложена каолинами белого, светло-серого, кремового и желтого цвета. Наибольшее развитие имеют светлоокрашенные разновидности (белые, серые, кремовые). Уникальность месторождения «Журавлиный Лог» заключается в наличии на месторождении каолинов различных по химическому и минералогическому составу, а также кварцевых песков с минимальным содержанием красящих оксидов, что позволяет комбинату выпускать различные виды продукции: каолиновые концентраты для керамической и бумажной промышленности; Премикс – каолино-кварцевую смесь в качестве сырьевого алюмосиликатного компонента для производства глазурованной плитки, керамогранита, белого и цветного портландцемента; алюмосиликатный композит для производства стекловолокна; молотые и фракционированные кварцевые пески для стекольной промышленности, стекловолокна, бетонов и сухих строительных смесей; дегидратированный каолин для производства корундо-муллитового фарфора, санитарно-технических и декоративных изделий из шамотных масс, наполнитель для очного литья по выплавляемым моделям; шамот и метакаолин, как сырье для производства цеолитов и молекулярных сит и как активная минеральная (пуццолановая) добавка.

Использование каолина-сырца в керамической массе дает ощутимый экономический эффект, но при этом появляются определенные сложности в технологическом процессе. Это обусловлено тем, что каолин-сырец очень сложно стабилизировать по гранулометрическому составу. В сырце присутствуют крупные кварцевые включения, которые явно усложняют процесс измельчения, особенно в мельницах непрерывного действия. В связи с этим в компании был предложен новый продукт эконом класса — Премикс (смесь каолина, кварцевого песка и щелочесодержащих минералов в определенных пропорциях). Премикс стабилен по гранулометрическому и минералогическому составу, имеет ограниченное количество красящих оксидов, поэтому его применение гарантирует светлый цвет керамических изделий. Для каолинового концентрата "Журавлиный Лог" характерно наличие не только основного породообразующего минерала — каолинита (89...92 %), кварца (5...7 %),

микроклина до 4 %, а также неупорядоченной смектитовой фазы. Степень кристалличности каолинитов невысокая, индекс кристалличности составляет в среднем 0,8.

При термической обработке каолина возможно получить различные высококачественные продукты. Результаты термического анализа показали характерную, типичную для каолина, картину: наибольший эндотермический эффект в области 100...140 °С вызван удалением адсорбированной и межслоевой воды (рис.1). Второй значительный эндотермический эффект с максимумом при 420...620 °С связан с удалением конституционной воды и разрушением кристаллической решетки глинистых минералов (каолинита и гидрослюда): он сопровождается потерей массы ($\approx 6\%$). Интенсивный экзотермический эффект при 940...1020 °С обусловлен образованием новых кристаллических фаз (муллита) из продуктов распада каолинита, а экзотермический эффект при 1250°С – кристаллизацией кристобалита. Образцы характеризуются сравнительно небольшой усадкой. Поэтому при обжиге каолина во вращающихся печах при температуре более 1000 °С был получен шамот, характеризующийся высокой огнеупорностью (1780...1800 °С) и низким водопоглощением (не более 5%).

Особый интерес представляет метакаолин – продукт обжига каолина при температурах между концом разложения и началом его рекристаллизации, т.е. в интервале температур 600...800 °С. Обжиг каолина в этом интервале температур (с шагом в 50 °С) в течение 0,5...6 ч показал, что с увеличением температуры обжига снижается длительность изотермической выдержки. Так при температуре 600 °С каолин полностью переходит в метакаолин только через 5 ч, в то время как при обжиге при 800 °С – через 0,5 ч, что подтверждается результатами рентгеновского анализа (рис. 2). Каолинит полностью аморфизован, кристаллическая фаза представлена реликтовыми слюдой и кварцем, кристаллических новообразований (муллита и кристобалита) нет.

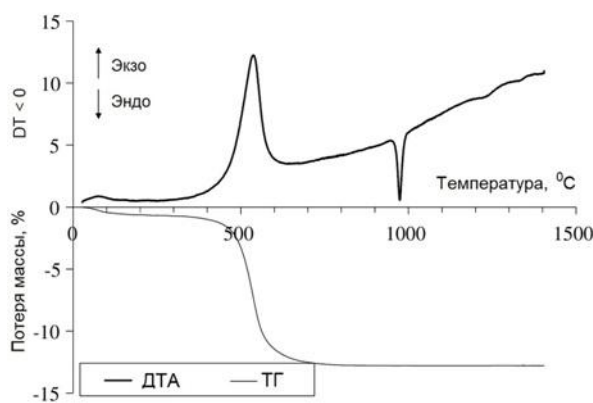


Рис.1. Термограмма каолина

Пуццолановая активность метакаолина составляет более 240 мг СаО/г метакаолина, что в 1,2...1,6 раза превышает активность известных пуццолановых добавок.

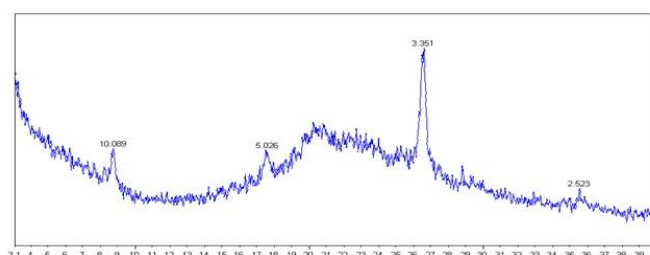


Рис.2. Рентгенограмма метакаолина (обжиг каолина 0,5 ч при 800 °С)

Полученный метакаолин представляет собой светлый порошок с частицами пластинчатой формы размером от 1 до 5 мкм, что обуславливает высокую его удельную поверхность. Аморфные Al_2O_3 и SiO_2 взаимодействуют не только с $Ca(OH)_2$ и $Mg(OH)_2$, но и со щелочами, приводя к образованию низкоосновных гидросиликатов кальция. Высокоактивные оксиды алюминия и кремния ускоряют процессы гидратации и твердения цемента, что повышает прочность и морозостойкость, как цементного камня, так и бетона.

Проведенные исследования показали эффективность введения до 7 % метакаолина к цементу (рис.3). Большое количество добавки понижает прочность цементного камня, поскольку в этом случае добавка становится инертным наполнителем. Светлая окраска метакаолина позволяет применять его совместно с белым цементом в отделочных материалах и сухих строительных смесях.

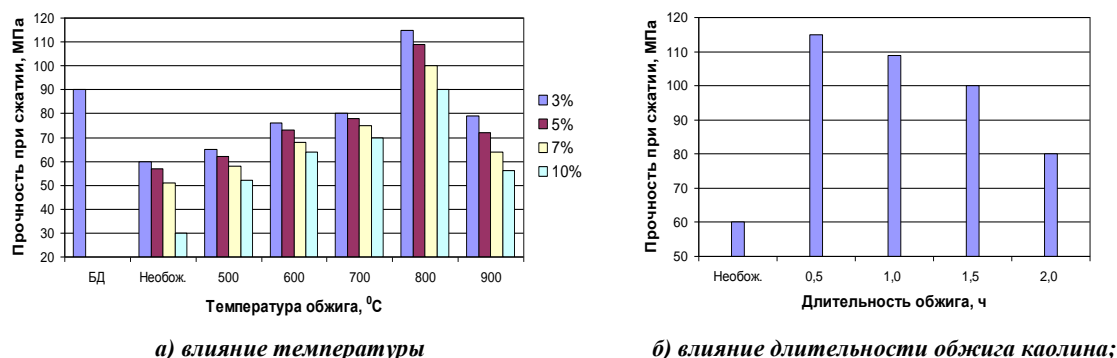


Рис.3. Влияние условий синтеза метакаолина и его количества на прочность цементного камня при сжатии в возрасте 28 сут; 3...10% - содержание метакаолина в цементе; БД – бездобавочный цемент; необож – исходный каолин

Таким образом, на месторождении «Журавлиный Лог» используется все добываемое минеральное сырье.

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ УГОЛЬНОЙ ОТРАСЛИ КУЗБАССА

Е. Ю. Горлова, К. Д. Зиновьева

Научный руководитель стрий преподаватель Г. И. Грибанова
**Кузбасский государственный технический университет имени Т. Ф. Горбачева,
 г. Кемерово, Россия**

Динамичное развитие региона только на сырьевой основе невозможно. На долю Кузбасса приходится почти половина общего объема добываемых в России углей и 3/4 коксующихся. Большое разнообразие технологических свойств и высокое качество кузнецких углей предопределяет широкую сферу их применения. Они используются для производства металлургического кокса, строительных материалов, как технологическое сырье и энергетическое топливо.

Кузнецкие угли уникальны и по химическому, и минеральному составу. Уголь имеет высокую удельную теплоту сгорания и отличные экологические характеристики – низкую зольность, минимальное содержание азота и серы. Поэтому они могут иметь широчайший спектр применения.

Важнейшая проблема – это метан в угольных пластах. Этот газ - один из главных источников аварий на шахтах. На протяжении многих лет газ метан извлекался попутно – системами проветривания шахт. С 2007 года в регионе стали заниматься дегазацией угольных пластов. Эта технология решает сразу несколько проблем: повышается безопасность труда, получается новый источник тепловой и электрической энергии, улучшается экология. Что соответствует требованиям Киотского протокола.

Одним из направлений использования угля является их дегазация. Технологию подземной газификации изобрел родоначальник химической науки Д.И. Менделеев. Производство предусматривает регулируемый процесс сжигания углей под землей, выделяется обычный газ CO₂. Если же процесс горения «приглушить» при использовании известной технологии, с понижением температуры, на выходе образуются оксид углерода и водород. Такой газ, в свою очередь, является ценным сырьем для синтеза целой гаммы химических продуктов. Строительство станций позволит комплексно перерабатывать уголь, не доставая его на поверхность. Не надо будет проектировать и строить шахты, не надо работать под землей, а, значит, подвергать риску жизнь и здоровье людей тоже не придется.

Тема внедрения и развития инновационных технологий переработки угля и дегазации угольных пластов крайне актуальна не только для главного угледобывающего региона России – Кемеровской области (Кузбасса). Эта тема приобретает мировую значимость в условиях сложной финансово-экономической ситуации в мире, когда страны вынуждены активно искать новые пути укрепления собственной энергетической безопасности. Уголь вполне способен сформировать стабильную основу топливно-энергетической базы дальнейшего поступательного развития мировой экономики.

В процессе извлечения и использования углей накапливаются огромные массы отходов. Это вскрышные породы, шлаки, золы уноса, отходы обогащения и др. При значительных объемах накопленных в угольной отрасли отходов, их использование в качестве товарной продукции является одной из глобальных задач.

В результате экспериментальных исследований было установлено, что угли содержат большое количество редких и рассеянных элементов, черных, цветных и благородных металлов. Ценные минеральные примеси находятся как в органической, так и в минеральной частях угля. Эти элементы, содержащиеся в количестве < 1%, часто выделяются под условным названием "малых" элементов и изучаются как попутные полезные ископаемые и вредные компоненты, также с генетической точки зрения. В настоящее время в углях

установлено более 50 малых элементов. Это Li, S, K, Sc, Ti, V, Fe, Co, Ni, Zn, Rb, Y, Sn, Sb, Ce, Sm, Eu, Yb, Ln, Hf, Ge, Se, Au, Ag и др.

Ценные элементы в товарных содержаниях (в расчете на теоретическую золошлаковую массу) установлены во всех угледобывающих районах Кузбасса. Наиболее распространенными являются (в %): Ti-12; Ga-10; Al-9; Fe; Ti-12; Ga-10; Al-9; Fe, Hf и Zr- по 6; Sr, Nb и Ta - по 5; Sc, Ge, Ag, La, Lu и Au - по 2,4; Li, Be, Sb, Tb, Yb, Th и U - по 1%.

Золошлаковая масса энергетических и коксующихся углей имеет более высокие содержания выше перечисленных элементов. Эти компоненты могут быть извлечены из углей, продуктов их обогащения, золошлаковых и других отходов переработки угольной продукции методами магнитной или радиоизотопной сепарации и другими способами.

В связи с возрастающим интересом к элементам-примесям в углях начато изучение пластовых и товарных угольных проб с применением современных аналитических методов. Предварительные результаты этих исследований с выводами о закономерностях распространения редких элементов и рекомендациями по их промышленному использованию отражены в работах группы томских ученых исследователей, возглавляемых Л. П. Рихвановым [2] и ВНИГРИуголь, выполнявшихся под руководством Б. Ф. Нифантова [1]. Ценные элементы в товарных содержаниях (в расчете на теоретическую золошлаковую массу) установлены во всех угледобывающих районах Кузбасса. Наиболее распространенными являются (в %): Ti-12; Ga-10; Al-9; Fe; Ti-12; Ga-10; Al-9; Fe, Hf и Zr- по 6; Sr, Nb и Ta - по 5; Sc, Ge, Ag, La, Lu и Au - по 2,4; Li, Be, Sb, Tb, Yb, Th и U - по 1% [3].

Извлечение полезных компонентов и полная утилизация золошлаковых отходов за счет использования их полезных свойств позволит высвободить занимаемые площади, занимаемые отвалами, а так же снизить негативное воздействие на окружающую среду [3]. Для решения этой проблемы в Кузбассе необходимо наиболее рационально рассматривать создание комплексов по переработке углей, которые будут выпускать широкую гамму твердых продуктов, начиная от сортового угля, агломерированного твердого топлива, восстановителей, сорбентов, структурообразующих добавок в коксовые шихты, жидкие продукты (фенолы, крезолы, и др.).

Актуальным направлением в переработке было и остается улучшение качества самого добываемого угля – это процесс обогащения угля.

К 2025 году планируется довести объемы добычи угля до 280 млн. тонн в год и поэтому процесс обогащения угля, повышения его качества важнейшей задачей угольной отрасли Кузбасса. Так как в настоящее время всего лишь около 60% направляемого на продажу угля подвергается предварительному обогащению, то на ближайшие годы задачи, поставленные перед угольщиками – обогащать каждую тонну угля, выданную на -гора. становится задачей. В результате процесса обогащения 10-15% угля теряется – уходит в шламовые отходы. Переработка этих шламов с применением различных технологий перспективное поле деятельности кузбасских ученых. Миллионы тонн шламов, остающихся после обогащения угля на ОФ, можно использовать для получения высококалорийного гранулированного топлива.

Огромные богатства, добываемые из недр Кузбасса, должны перерабатываться здесь, у нас. Получение собственного сырья и собственными силами готового, востребованного рынком продукта позволит не только увеличить доходы областного бюджета, но и создать новые квалифицированные рабочие места в перерабатывающем секторе и в сфере услуг.

Литература

1. Нифантов Б. Ф., Потапов В. П., Митина Н. В. Геохимия и оценка ресурсов редкоземельных и радиоактивных элементов в кузнецких углях. Перспектива переработки. Кемерово. Институт угля и углехимии СО РАН, 2003. – 100 с.
2. Рихванов Л.П., Ершов В.В., Арбузов С.И. Комплексное эколого-геохимическое исследование углей //Уголь. –М., 1998. – №2. – С.54–57.
3. Угольная база России. Том II. Угольные бассейны и месторождения Западной Сибири (Кузнецкий, Горловский, Западно-Сибирский, бассейны месторождений Алтайского края и Республики Алтай). – М.: ООО «Геоинформцентр», 2003. – 604 с.

ОПТИМИЗАЦИЯ СТЕКЛОБРАЗУЮЩЕЙ КОМПОЗИЦИИ ДЛЯ СПЕКАНИЯ КОРУНДОВОЙ КЕРАМИКИ

М.В. Грехова

Научный руководитель профессор В.М. Погребенков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Корундовая керамика является одним из наиболее широко применяемых материалов в современной технике благодаря уникальному сочетанию свойств, а именно высокой механической прочности, твердости, износостойкости, огнеупорности, теплопроводности и химической стойкости.

На основе корунда создано большое число высококачественных материалов для электроники и электротехники, а также конструкционного назначения. Наиболее известные и применяемые в промышленности: ВК-94-1, ВК-100-1, ЦМ-332 (Микролит), Картинит, Сикор, Корал-2 и ряд других. Такие материалы характеризуются различными микроструктурой фазовым составом и свойствами.

Алюмооксидная керамика имеет высокую температуру спекания, которая для материалов, не содержащих специально вводимых добавок, составляет 1700-1800°C, а в присутствии плавней 1550-1650 °C [1]. Такие температуры спекания обуславливают ускоренный износ термического оборудования и повышенный расход электроэнергии. Кроме того, высокая температура спекания приводит к интенсивной рекристаллизации, образованию внутрикристаллической и межкристаллической пористости и уменьшению прочности. Одним из основных способов повышения конкурентоспособности корундовой керамики является уменьшение температуры ее спекания, что можно осуществить введением в состав керамики спекающих добавок [2]. Несомненным остается тот факт, что такие добавки должны не только способствовать спеканию керамики при пониженных температурах (1350-1550 °C), но и не ухудшать ценные свойства основной фазы.

В последние годы проводятся многочисленные исследования по изготовлению корундовой керамики с добавками эвтектических составов различных систем. Особенность таких добавок заключается в том, что их оптимальное количество составляет 0,5-5,0 %. Действие добавок основано на образовании небольшого количества эвтектического расплава, активно участвующего в спекании. При этом общая пористость после спекания не превышает 2%. При охлаждении расплав кристаллизуется, поэтому керамика с таким составом не содержит стеклофазы [3].

Для регулирования микроструктуры и повышения плотности оксидной керамики используются добавки, которые образуют твердые растворы [4]. Этим путем можно в широких пределах изменять пористость керамики и степень рекристаллизации.

Согласно источнику [5] известно, что добавки, образующие жидкую фазу, подбирают, исходя из двух условий: жидкая фаза должна хорошо смачивать и иметь возможно меньшую вязкость; добавку вводят в таком количестве, чтобы общее содержание жидкой фазы при температуре применения керамики было не ниже 10 %.

Добавки, не образующие с основным материалом жидкой фазы, в свою очередь подразделяются на три группы.

1. Добавки, активирующие процесс спекания и одновременно ускоряющие рекристаллизацию (TiO_2 в Al_2O_3).
2. Добавки, активирующие спекание, но замедляющие процесс рекристаллизации (MgO или BeO в Al_2O_3).
3. Добавки, замедляющие процесс спекания и замедляющие рост зерен (CoO или CdO в Al_2O_3).

Механизм действия добавок первой группы заключается в том, что они образуют со спекаемой основой твердые растворы, причем создаются различные типы точечных или электронных дефектов, которые ускоряют процесс диффузии самого медленного иона. Механизм действия примесей второй группы сложнее. Типичным примером является спекание Al_2O_3 с добавкой 0,3% MgO , который действует на последней стадии спекания, когда рост кристаллов мешает удалению пор, а MgO тормозит рост зерен корунда. Добавки третьей группы тормозят спекание и рекристаллизацию. Действие таких добавок не всегда находит удовлетворительное объяснение.

Анализ данных, приведенных в работе [6], позволяет разделить все добавки на несколько подгрупп. К первой подгруппе относятся добавки типа $R_n\text{O} - \text{Al}_2\text{O}_3 - \text{SiO}_2$ и $R_m\text{O} - \text{Al}_2\text{O}_3 - \text{SiO}_2$ (R_n и R_m - катионы щелочного и щелочно-земельного металлов соответственно). Добавки типа $R_x\text{O}_y - \text{TiO}_2$ составляют вторую подгруппу. К третьей подгруппе относятся добавки типа $R_n\text{O} - \text{B}_2\text{O}_3 - \text{SiO}_2$. В четвертую подгруппу входят добавки, представляющие собой комбинацию первых трех подгрупп: $R_1\text{O} - R_2\text{O} - \text{B}_2\text{O}_3 - \text{SiO}_2 - \text{TiO}_2$ (R_1 и R_2 - щелочно-земельные катионы).

Можно выделить добавки систем $\text{MnO} - \text{Al}_2\text{O}_3 - \text{SiO}_2$, $\text{MnO} - \text{TiO}_2$, $\text{MgO} - \text{SiO}_2$, $\text{MgO} - \text{TiO}_2$ и некоторые другие, которые при содержании 2-3 % позволяют снизить температур спекания в воздушной среде до 1300 - 1550°C. При этом получают плотные мелкокристаллические материалы с высоким уровнем свойств, прочность на изгиб которых составляет 300 - 400 МПа. Дополнительное введение дисперсионного порошка частично стабилизированного диоксида циркония позволяет повысить прочность керамики до 550 - 600 МПа при температуре спекания 1450 - 1500°C. Важным является то, что оптимальная концентрация добавок должна находиться в пределах растворимости и не превышать концентрации, приводящей к образованию побочных кристаллических фаз.

Из источника [5], спекающие добавки выбирают и оценивают их эффективность по трем параметрам: 1 - по разности электроотрицательности $\Delta\chi$ катионов добавки и основного оксида (χ более активных добавок $\Delta\chi$ больше), 2 - по относительной разности ионных радиусов катиона добавки и оксида $|\Delta r| / r_{\text{ок}}$ (χ более активных добавок $|\Delta r| / r_{\text{ок}}$ меньше), 3 - по разнице силы связи катионов с кислородом у добавки и основного оксида (сила связи катиона добавки к кислороду должна быть больше, чем сила связи катиона к кислороду основного оксида). По активирующему действию на спекание Al_2O_3 (независимо от начальных форм глинозема) добавки располагают в убывающий ряд: $\text{Y}_2\text{O}_3 > \text{MgO} > \text{SrO} > \text{Sr}_2\text{O}_3$; добавки ZrO_2 и B_2O_3 - инертны.

Корундовая керамика с добавками эвтектических составов может быть широко использована в различных областях техники, в качестве электроизоляторов, прокладок для запорной арматуры, материалов мелющих тел и уплотнительных колец в насосах, режущего инструмента, форсунок для распыления жидкостей и суспензий, а также многое другое. Помимо высокой прочности эти материалы характеризуются значительной износостойкостью и чистотой поверхности после шлифовки и полировки [7]. Эффективные спекающие добавки все еще подбираются опытным путем и рекомендации различных исследований иногда не совпадают. В связи с этим на основании данного обзора нами проводятся работы по оптимизации составов стеклообразующей композиции с целью снижения температуры спекания корундовой керамики. Корундовую керамику планируется использовать для изготовления керамических подложек методом шликерного литья на пленку.

В практическом отношении такая работа актуальна, поскольку распространенные разновидности корундовых керамических материалов имеют недостаток - высокую (1600-1650 °C) температуру спекания. Для

достижения поставленной цели положен прием снижения температуры спекания – введение в состав массы различных добавок. Естественно считать, что если температура обжига должна быть не выше 1600°C, то температура появления жидкой фазы должна быть еще более низкой. Исходя из этого, с помощью известных диаграмм состояния в качестве добавок выбраны эвтектические составы систем MgO - Al₂O₃ - SiO₂ и CaO - Al₂O₃ - SiO₂, а также серия из смесей выбранных эвтектических составов в различном соотношении (т.е. содержащие более трех компонентов). Данные смеси выбирались исходя из того факта, что минимальная температура плавления системы достигается в эвтектической точке четырехкомпонентной системы CaO - MgO - Al₂O₃ - SiO₂.

Таблица 1

Эвтектические составы

Название состава	Содержание оксида, мас %			
	MgO	CaO	Al ₂ O ₃	SiO ₂
С	-	24	14	62
М	21,5	-	18,5	60

Таблица 2

Смеси эвтектических составов

Название состава	Содержание эвтектических составов, доли	
	С	М
СМ1	4	1
СМ2	3	2
СМ3	2,5	2,5
СМ4	2,2	2,8
СМ5	2	3
СМ6	1,7	3,3
СМ7	1,5	3,5
СМ8	1,2	3,8
СМ9	1	4
СМ10	0,8	4,2

Эксперимент проводился следующим образом. Были спрессованы образцы в форме таблеток цилиндрической формы и d=1 см. Далее образцы подвергались обжигу в интервале температур от 1100-1300°C с шагом в 50 градусов и выдержкой при конечной температуре 2 часа.

В интервале температур от 1150 до 1200 °C расплавился образец С1, что соответствует литературным данным (температура плавления эвтектики 1170°C), остальные образцы не подверглись каким-либо видимым изменениям. В интервале температур от 1200 до 1250 °C полностью расплавились два образца (С1 и 2.5 2.5) и потерял свою изначальную форму образец. При температуре 1300 °C полностью расплавились пять образцов, два образца остались без видимых изменений, а остальные – поменяли форму, либо окраску.

Данный эксперимент не позволил выявить состав, отвечающий эвтектической точке четырехкомпонентной диаграммы состояния системы CaO - MgO - Al₂O₃ - SiO₂, поэтому было принято решение повторить подобный эксперимент но с составами с меньшим шагом соотношения эвтектик систем MgO - Al₂O₃ - SiO₂ и CaO - Al₂O₃ - SiO₂, о чем будет изложено в следующей работе.

Литература

1. Керамика из высокоогнеупорных окислов; под ред. Д.Н. Полубояринова и Р.Я. Попильского. – М.: Металлургия, 1977. – 304 с.
2. Макаров Н.А. Использование добавок, образующих жидкую фазу при обжиге, в технологии корундовой керамики // Стекло и керамика. – М., 2003. – №10. – С. 31–34.
3. Лукин Е.С., Макаров Н.А., Козлов А.И., Попова Н.А., Ануфриева Е.В., Вартанян М.А., Козлов И.А., Сафина М.Н., Лемешев Д.О. Горелик Е.И. Бакунов В.С. Нанопорошки для получения оксидной керамики нового поколения // Новые огнеупоры. – М., 2009. – №11. – С. 29–34.
4. Бакунов В.С., Лукин Е.С. Особенности технологии высокоплотной технической керамики. Регулирование структуры при спекании // Стекло и керамика. – М., 2008. – №7. – С. 17–21.
5. Теоретические основы технологии огнеупорных материалов. Стрелов К.К. – М.: Металлургия, 1985. – 480 с.
6. Новые керамические материалы на основе оксида алюминия / Е.С. Лукин, Н.А. Макаров, С.В. Тарасова и др. // Огнеупоры и техническая керамика. – М., 2001. – №7. – С. 2–10.
7. Новые виды корундовой керамики с добавками эвтектических составов / Е.С. Лукин, Н.А. Макаров, Н.А. Попова и др. // Конструкции из композиционных материалов. – М., 2001. – №3. – С. 28–38.

КИНЕТИКА ТВЕРДЕНИЯ МАГНЕЗИАЛЬНЫХ ВЯЖУЩИХ

Ю.А. Гумерова

Научный руководитель доцент Н.А. Митина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Магнезиальное вяжущее из каустического магнезита, затворяемого растворами солей магния, является воздушным вяжущим веществом. И основным ограничением его широкого использования является влажность помещения или окружающего воздуха, так как в воде или влажной атмосфере прочность затвердевшего материала резко падает, причиной этому является образование водорастворимых продуктов гидратации и твердения. Многими исследователями проводятся обширные работы по повышению водостойкости изделий на основе магнезиальных вяжущих, но они в основном направлены на подбор состава заполнителя либо добавок в вяжущее.

Нами было установлено, что при затворении магнезиального вяжущего бикарбонатом магния его прочность в воде или влажной атмосфере не только не падает, но в некоторых случаях возрастает.

Для исследования процесса твердения магнезиального вяжущего с жидкостью затворения бикарбонатом магния были изготовлены экспериментальные образцы магнезиального вяжущего размером 2х2х2 см из теста нормальной густоты, состоящего из магнезита двух видов: магнезита, полученного прокаливанием бруситовой породы при температуре 600°C и промышленного каустического магнезита производства ОАО «Магнезит».

После суточного твердения на воздухе образцы извлекались из форм и далее твердели в различных условиях: на воздухе, в воздушно-влажных условиях и в воде. Через 1, 3, 7, 14, 28 суток твердения у образцов определялся предел прочности при сжатии.

Результаты испытаний образцов на прочность при сжатии представлены в таблице 1 и на рис 1, 2.

Таблица 1

Прочность при сжатии образцов магнезиального вяжущего твердеющих в различных средах

Магнезиальное вяжущее	Среда твердения	Предел прочности при сжатии, МПа				
		1 сут	3 сут	7 сут	14 сут	28 сут
Магнезит, прокаленный при 600°C	Воздух	3,57	7,14	7,32	7,14	7,85
	Воздушно-влажная	3,14	6,28	7,14	11,57	10,99
	Вода	Образцы разрушились				
Каустический магнезит	Воздух	27,7	35,65	60,31	77,43	89,89
	Воздушно-влажная	28,26	34,54	50,24	54,95	72,22
	Вода	25,12	43,96	45,17	62,17	72,22

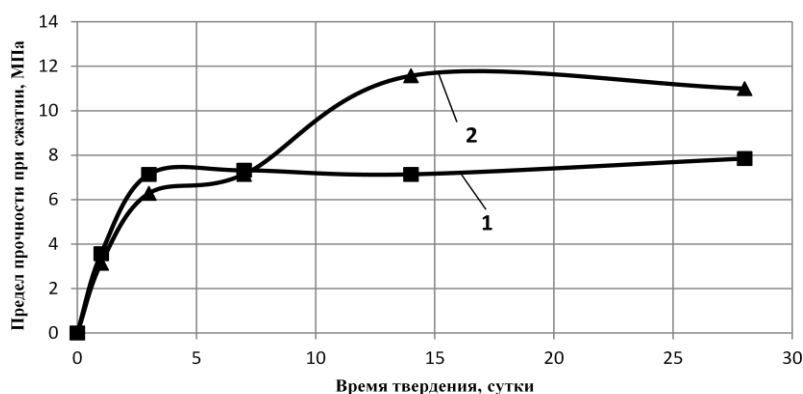


Рис. 1. Кинетика набора прочности при твердении образцов магнезиального вяжущего на основе магнезита, полученного при прокаливании бруситовой породы: 1 – воздушная среда; 2 – воздушно-влажная среда.

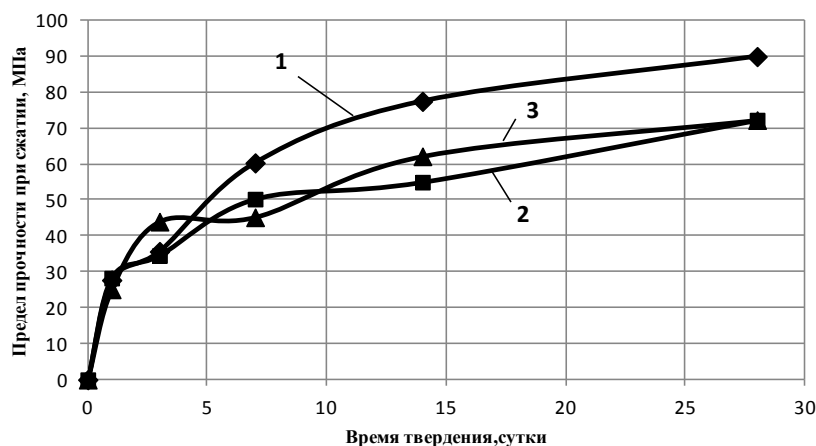


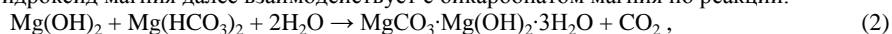
Рис. 2. Кинетика набора прочности при твердении образцов магнезиального вяжущего на основе каустического магнезита ОАО «Магнезит»: 1 – воздушная среда; 2 – воздушно-влажная среда; 3 – водная среда

Зависимости кинетики набора прочности образцов показывают, что в начальные сроки твердения 0-3 суток темп нарастания прочности магнезиального цемента высокий. Далее набор прочности несколько замедляется и здесь большое влияние оказывает среда твердения образцов. Однако, из графиков видно, что при использовании в качестве жидкости затворения раствора бикарбоната магния показатели прочности в воздушно-влажных и водных средах не значительно уступают воздушной среде твердения образцов.

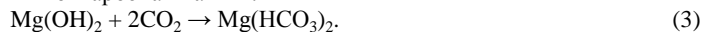
При взаимодействии каустического магнезита с водным раствором $Mg(HCO_3)_2$ сначала протекает реакция гидратации:



Образовавшийся гидроксид магния далее взаимодействует с бикарбонатом магния по реакции:



с образованием гидрата гидрокарбоната магния и диоксида углерода, который вступая во взаимодействие с избытком гидроксида магния, образует вторичный бикарбонат магния:



Вторичный бикарбонат магния вновь взаимодействует с гидроксидом магния с образованием новой порции гидрата гидрокарбоната магния, который вместе с гидроксидом магния образует первичные продукты гидратации магнезиального цемента, обеспечивающих его твердение в процессе перекристаллизации первичных коллоидных продуктов в кристаллическое состояние.

В результате протекания реакций гидратации и твердения с участием бикарбоната магния образуются нерастворимые в воде соединения - $Mg(OH)_2$ и $MgCO_3 \cdot Mg(OH)_2 \cdot 3H_2O$. За счет этого образцы магнезиального вяжущего не разрушаются в водных условиях.

За исключением образцов на основе магнезита, полученного при прокаливании бруситовой породы, где содержание оксида магния составляет до 98 %. При взаимодействии данного порошка магнезита, удельная поверхность которого составляет $22 \text{ м}^2/\text{г}$, с водным раствором бикарбоната магния приведенные выше реакции протекают достаточно быстро с большим выделением тепла. Происходит первичное схватывание образца. При дальнейшем твердении в воздушно-влажной и особенно в водной средах процессы гидратации зерен MgO происходят за счет активного взаимодействия с водой, проникающей по микротрещинам образцов. При этом наблюдается резкое увеличение объема гидратных новообразований, что влечет за собой снижение прочности и разрушение образцов. Данный эффект можно снизить и устранить полностью путем введения демпфирующих добавок.

Таким образом, в результате проведенных исследований установлено, что заменяя традиционную жидкость затворения магнезиальных вяжущих бикарбонатом магния можно получить водостойкие магнезиальные материалы.

МЕХАНИЧЕСКАЯ АКТИВАЦИЯ ПЕСКА ТУГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДЛЯ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОГО СИНТЕЗА СТЕКЛОФАЗЫ

С. В. Давидюк, М. А. Душкина

Научный руководитель профессор О. В. Казьмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Механоактивация стекольной шихты является одним из методов интенсификации процессов взаимодействия ее компонентов, направленная главным образом на активирование самого тугоплавкого и химически инертного компонента – кварцевого песка. В процессе тонкого измельчения часть подведенной к материалу энергии расходуется на образование новой поверхности, а другая аккумулируется в конечном

продукте в виде различных дефектов. В результате механического нарушения структуры снижаются температуры твердофазного синтеза, термического разложения, спекания.

В силикатной промышленности используется достаточно много различного оборудования позволяющего активировать обрабатываемый материал путем его измельчения и аккумуляции в нем энергии, количество которой зависит от различных факторов (параметров активатора; среды, в которой проводится механообработка и т.д.). В целом можно сказать, что эффективность применения активации зависит от подбора оптимальных условий обработки и максимального использования энергетики неравновесных структур.

Задача данного исследования – установить влияние помола кварцевого песка на изменение его некоторых характеристик, с целью повышения реакционной способности шихты при получении стеклофазы, при температурах не превышающих 950 °С.

Объектом исследования выбраны тонкодисперсные кварцевые пески, представляющие главный побочный продукт обогащения циркон-ильменитовой руды Туганского ГОК Томской области. Помол песка осуществляли с использованием двух типов лабораторных мельниц с различной продолжительностью измельчения: от 30 мин. до 1,5 час. в планетарной мельнице, от 1 до 5 час. в вибромельнице. Оценку удельной поверхности проводили по стандартным методикам БЭТ и воздухопроницаемости. Гранулометрический состав определяли с помощью лазерного дифракционного анализатора SALD фирмы Shimadzu. Об изменении реакционной способности песка судили по данным ИК-спектроскопии и данным рентгенофазового анализа.

Исследование морфологических особенностей исходного кварцевого песка Туганского месторождения показало, что частицы представлены зернами осколочной формы однородной поверхности с преобладающим размером 100-200 мкм. По данным химического анализа песок содержит оксиды следующих элементов: кремния 98,15; алюминия – 0,67; железа – 0,05; кальция – 0,07; магния – 0,02; титана – 0,06 мас. %, потери при прокаливании 0,9 %. Минералогический состав исследуемого песка представлен преимущественно β – кварцем.

Как и следовало ожидать, удельная поверхность песка увеличивается с ростом продолжительности помола (табл. 1). В случае использования планетарной мельницы удельная поверхность песка по БЭТ достигает таких же значений, как и с применением вибромельницы, но в 3 раза быстрее по времени. Данный факт объясняется высокой энергонапряженностью планетарных мельниц, способных развивать высокие ускорения и обеспечивать быстрое и эффективное измельчение. Значения удельной поверхности, полученные по методу воздухопроницаемости отличаются от предыдущих, но в целом тенденция сохраняется.

Таблица 1

Режимы механоактивации

Условные обозначения	Условия измельчения	Удельная поверхность, м ² /г (БЭТ)	Удельная поверхность, м ² /г (по воздухопроницаемости)
SVM 1	В вибромельнице, 1 час	1,652	0,159
SVM 2	В вибромельнице, 2 час	1,960	0,240
SVM 3	В вибромельнице, 3 час	2,796	0,563
SVM 4	В вибромельнице, 4 час	3,309	0,722
SVM 5	В вибромельнице, 5 час	4,294	0,767
SPM 11	В планетарной мельнице, 0,5 ч	1,855	0,195
SPM 12	В планетарной мельнице, 1 ч	3,229	0,620
SPM 13	В планетарной мельнице, 1,5 ч	4,205	0,850
SNA	Не измельченный	0,465	0,029

Большое значение при измельчении материала имеет его гранулометрический состав, а именно распределение частиц по размерам. Анализ данных, полученных на лазерном анализаторе, показал, что размер частиц при использовании вибромельницы (1 час) находится в интервале от 1 до 100 мкм, при этом 65 % частиц имеют размер 30 - 100 мкм. При обработке в планетарной мельнице (90 минут) размер частиц приходится на интервал 0,2 – 30 мкм. В то время как при пяти часовом измельчении (SVM5) размер частиц составляет от 0,2 до 20 мкм. Для примера представлены две гистограммы распределения частиц, полученные на песке, измельченном на вибромельнице в течение 1 и 5 часов (рис. 1). Установлено, что при максимальном измельчении как на вибро, так и планетарной мельнице вид кривых распределения идентичен и является более широким, по сравнению с минимальной продолжительностью помола. Широкое распределение частиц малых размеров, может быть полезным с точки зрения уплотнения шихты для последующей ее термообработки. Для песка после помола в планетарной мельнице в течение 30 минут (SPM 11) дифференциальная кривая распределения частиц по размерам находится в интервале от 0,2 до 200 мкм, при этом около 55% частиц размером 50 – 130 мкм.

Как показал микроскопический анализ (рис. 2), частицы, образующиеся при минимальной продолжительности измельчения песка в разных мельницах, имеют преимущественно неправильную форму с остроугольными краями. Очевидно, характер помола сходен и разрушение материала происходит в местах структурных дефектов. При увеличении продолжительности помола появляется много мелких частиц (< 10 мкм), которые в случае виброизмельчения в основном сохраняют острые края, тогда как материал, подверженный измельчению в планетарной мельнице содержит частицы преимущественно скругленной формы.

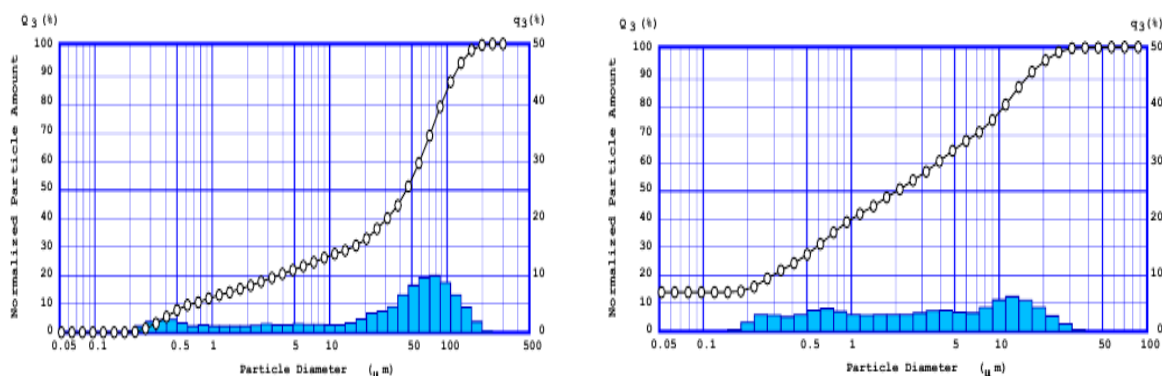


Рис.1. Распределение частиц по размерам по данным лазерного анализа: а – SVM1; б – SVM5

Анализ результатов ИК-спектроскопии проводили в сравнение с исходным песком. Основное отличие наблюдается в области $3400 - 1250 \text{ см}^{-1}$, на спектрах активированного песка исчезают девять полос поглощения, имеющиеся на спектрограмме исходного песка, а появляются новые $3171,1$, $3147,0$ и $1733,0 \text{ см}^{-1}$ полосы поглощения. В области $1250 - 800 \text{ см}^{-1}$, являющейся характерной для группы SiO_4 , в образцах измельченного песка появляется две новых полосы поглощения, что косвенным образом указывает на поверхностную аморфизацию песка. Кроме того, полосы поглощения на спектрах активированного песка имеют большую ширину, по сравнению с полосами спектра исходного кварцевого песка.

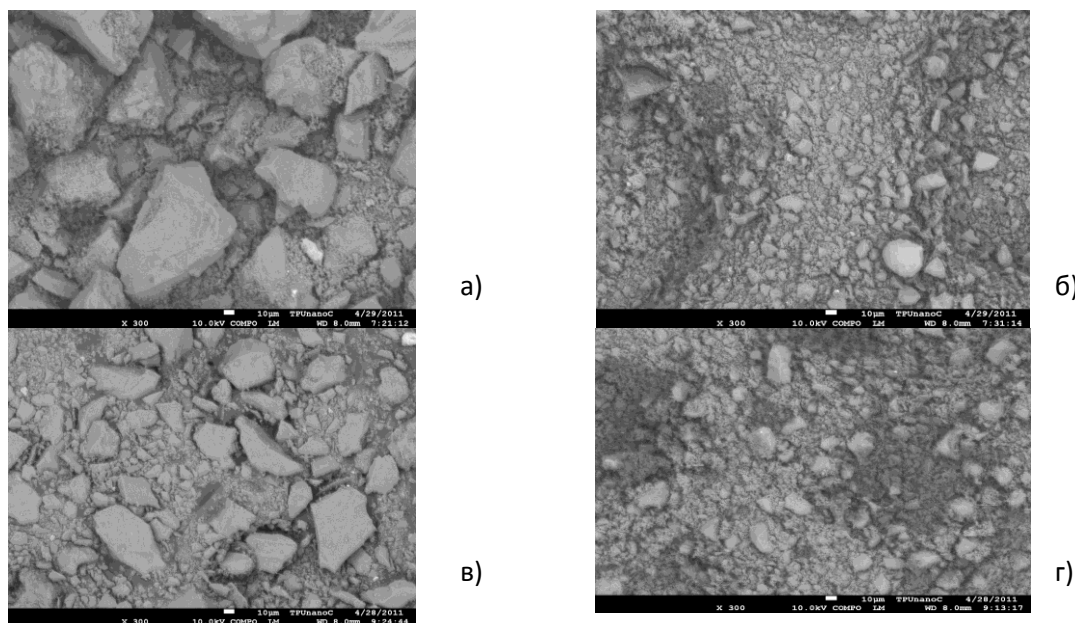


Рис.2. Микрофотографии песка: а – SVM1; б – SVM5; в – SPM11; г – SPM13

Результаты проведенных исследований по изменению размера и формы частиц песка дают основание предполагать, что изменение свойств поверхности песка в результате помола окажет значительное влияние на процессы взаимодействия с остальными компонентами шихты. Это подтверждается данными РФА стеклофазы, полученной из шихты на основе активированного песка, при температурах значительно ниже (не более $950 \text{ }^\circ\text{C}$), чем принято в промышленном стекловарении (в среднем $1500 \text{ }^\circ\text{C}$).

ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ НА ОСНОВЕ ГЛИНИСТОГО СЫРЬЯ И ВСПУЩЕННОГО МАТЕРИАЛА

Н.П. Карионова

Научный руководитель профессор Т.В. Вакалова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Теплоизоляционными называют материалы, применяемые в строительстве жилых и промышленных зданий, тепловых агрегатов и трубопроводов с целью уменьшить тепловые потери в окружающую среду. Теплоизоляционные материалы характеризуются пористым строением и, как следствие этого, малой плотностью и низкой теплопроводностью.

В настоящее время Россия может обеспечить свой рынок теплоизоляционными материалами только на 20 %, остальное все – импорт. Поэтому, конечно, развитие этой отрасли имеет большую перспективу. Создание и разработка новых композиций для производства теплоизоляции, введение в производство и выпуск имеет большое значение для российского рынка, поэтому актуальность этой работы, несомненно, видна.

Формирование пористой структуры теплоизоляционных керамических материалов возможно за счет использования компонентов, обладающих собственной макропористостью. К таким компонентам относятся искусственно вспученные материалы, такие как вспученная вермикулитовая и перлитовая породы, которые представляют собой непластичный материал. Поэтому для обеспечения способности к формированию необходимо использовать связующие компоненты.

Для изучения возможности получения высокопористых керамических материалов по пластичной технологии в качестве связующего использовались пластичная огнеупорная глина Кайлинского месторождения и легкоплавкая глина Воронинского месторождения, в качестве пороформирующего компонента – вспученный вермикулит Татарского месторождения Красноярского края и вспученный перлит.

Вспученная вермикулитовая порода Татарского месторождения Красноярского края представляет собой сыпучий пористый материал в виде чешуйчатых частиц золотистого цвета. Особенностью химического состава вермикулитовой породы является большое содержание оксида магния (таблица 1).

Вспученный перлит – рыхлый (сыпучий) теплоизоляционный материал, состоящий из зерен природного вулканического стекла – перлита. По химическому составу (таблица 1) перлит соответствует кислым лава-липаритам, дацитам и др.

Глина Кайлинского месторождения представляет собой породу светло-серого цвета. Согласно химическому составу (таблица. 2) относится к группе полукислого глинистого сырья (21,46 % Al_2O_3) со средним содержанием красящих оксидов (2,25 % Fe_2O_3).

Глина Воронинского месторождения в зависимости от содержания Al_2O_3 и Fe_2O_3 исследуемая проба относится к группе полукислого глинистого сырья с высоким содержанием красящих оксидов (4 % Fe_2O_3 и более).

Таблица 1

Химический состав пороформирующих компонентов

Материал	Содержание оксидов, %						
	SiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	CaO	MgO	R_2O^*	$\Delta m_{\text{дрк}}$
Вермикулит	37,50	11,73	4,66	4,70	23,50	2,18	15,73
Перлит	73,86	12,75	1,19	2,10	2,00	5,32	2,78

Таблица 2

Химический состав глинистого сырья

Глина	Содержание оксидов, %							
	SiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	CaO	MgO	K_2O^*	Na_2O	$\Delta m_{\text{дрк}}$
Кайлинская	65,64	21,50	1,19	1,29	0,60	0,91	0,51	8,36
Воронинская	62,64	14,77	4,76	3,48	2,92	1,36	0,75	9,32

В ходе работы были изучены 12 составов керамических масс, в которых содержание пороформирующей добавки варьировалось от 10 до 30 мас. %. Компонентный состав представлен в таблице 3.

Таблица 3

Компонентный состав исследуемых керамических масс

Шифр пробы	Содержание компонентов, мас. %		
	Кайлинская глина	Воронинская глина	Вспученный вермикулит (перлит)
КВ-1 (КП-1)	90	-	10
КВ-2 (КП-2)	80	-	20
КВ-3 (КП-3)	70	-	30
ВВ-1 (ВП-1)	-	90	10
ВВ-2 (ВП-2)	-	80	20
ВВ-3 (ВП-3)	-	70	30

Образцы изготавливались методом пластичного формирования. Смеси предварительно перемешивались в сухом состоянии, затем увлажнялись до формовочной влажности, которая находилась в пределах 25 – 40 % из пластичных масс формовали образцы в виде кубиков размером 25×25×25 мм и плиточек 50×50×10 мм. Сформованные образцы высушивались на воздухе, после чего определялись основные свойства полуфабриката (таблица 4).

Таблица 4

Свойства высушенного полуфабриката

Свойство	Шифр массы на основе глины					
	Кайлинская			Воронинская		
	КВ-1 (КП-1)	КВ-2 (КП-2)	КВ-3 (КП-3)	ВВ-1 (ВП-1)	ВВ-2 (ВП-2)	ВВ-3 (ВП-3)
Воздушная усадка, %	2,9 (2,9)	2,6 (2,6)	2,5 (2,5)	6,2 (3,3)	4,5 (1,8)	3,7 (1,2)
Объемная масса, г/см ³	1,380 (1,139)	1,140 (0,935)	1,110 (0,903)	1,370 (1,200)	1,160 (0,840)	1,020 (0,590)
Механическая прочность, МПа	2,0 (2,9)	1,7 (2,8)	1,5 (2,4)	3,1 (2,4)	2,6 (1,7)	2,0 (1,2)

Плотность образцов с ростом доли непластичного (от 10 до 30 мас. %) компонента снижается, что сопровождается уменьшением прочности (на 15 – 35 %) и воздушной усадки (на 10 – 30 %) высушенного полуфабриката.

Высушенные образцы обжигались при температурах - 900, 950 и 1000 °С. Обжиг проводился в муфельной печи со скоростью нагрева 2,5 град/мин., с выдержкой при максимальной температуре в течении 1 часа. Физико-механические свойства приведены в таблице 5.

Установлено, что увеличение доли пороформирующего компонента в смесях с 10 до 30 % приводит к снижению объемной массы (на 15 – 32 %) и росту величины водопоглощения обожженных изделий (на 20 – 83 %).

В рамках одной серии образцов с применением кайлинской и воронинской глин, при повышении температуры обжига с 900 до 1000 °С, изменение их объемной массы и прочности незначительно, что позволяет рекомендовать к использованию минимальную температуру обжига.

Для изделий из составов на основе воронинской глины был определен коэффициент теплопроводности, который для составов с вермикулитом составил 0,139 – 0,180 Вт/м·К, а с перлитом составил 0,124 – 0,168 Вт/м·К.

Таблица 5

Физико-механические свойства исследуемых масс

Свойство	Шифр массы на основе глины					
	Кайлинская			Воронинская		
	КВ-1 (КП-1)	КВ-2 (КП-2)	КВ-3 (КП-3)	ВВ-1 (ВП-1)	ВВ-2 (ВП-2)	ВВ-3 (ВП-3)
Температура обжига 900 °С						
Водопоглощение, %	39,1 (38,5)	47,7 (57,6)	57,9 (65,8)	29,3 (39,2)	35,2 (50,5)	53,6 (63,3)
Объемная масса, г/см ³	1,400 (1,050)	1,130 (0,790)	0,940 (0,590)	1,279 (1,164)	1,081 (0,954)	0,966 (0,900)
Огневая усадка, %	2,4 (2,5)	2,1 (0,9)	2,9 (0,8)	0,9 (1,6)	1,8 (3,6)	2,3 (3,1)
Механическая прочность, Мпа	3,7 (4,8)	3,5 (4,3)	2,4 (2,9)	4,5 (4,5)	2,6 (4,2)	2,1 (4,1)
Температура обжига 950 °С						
Водопоглощение, %	40,2 (40,4)	46,0 (62,1)	58,3 (63,5)	30,1 (38,5)	34,4 (55,3)	56,4 (67,6)
Объемная масса, г/см ³	1,320 (1,010)	1,130 (0,780)	0,910 (0,560)	1,265 (1,148)	1,088 (0,929)	0,943 (0,902)
Огневая усадка, %	2,5 (2,9)	2,3 (1,1)	3,1 (0,8)	2,0 (5,3)	1,6 (2,8)	2,4 (0,5)
Механическая прочность, Мпа	4,1 (4,3)	4,0 (4,3)	2,6 (2,8)	4,4 (4,8)	3,5 (4,3)	2,2 (4,2)
Температура обжига 1000 °С						
Водопоглощение, %	38,8 (43,3)	43,1 (57,5)	57,8 (61,7)	29,0 (41,0)	35,0 (53,0)	56,0 (57,0)
Объемная масса, г/см ³	1,240 (0,990)	1,070 (0,700)	0,87 (0,560)	1,246 (1,013)	1,048 (0,935)	0,924 (0,892)
Огневая усадка, %	3,0 (3,1)	2,4 (2,7)	3,2 (2,3)	0,2 (6,7)	0,7 (2,1)	3,0 (1,5)
Механическая прочность, Мпа	5,2 (5,3)	4,8 (4,7)	2,8 (2,8)	5,0 (4,7)	3,7 (4,6)	2,2 (4,4)

Для изделий на основе кайлинской глины температура огнеупорности составила для составов из вспученного вермикулита 1450 °С, из перлита – 1500 °С. Составы можно использовать для промышленной изоляции с температурой применения не выше 1100 °С.

Таким образом, установлена принципиальная возможность получения по пластичной технологии керамических теплоизоляционных изделий на основе вспученного вермикулита с объемной массой 950 – 1400 кг/м³ и механической прочностью 2,1 – 5,2 МПа и вспученного перлита с объемной массой 560 – 1160 кг/м³ и механической прочностью 2,8 – 5,3 МПа.

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ХВОСТОВ ОБОГАЩЕНИЯ КОЛЧЕДАННЫХ РУД В СВЕТЕ ПЕРСПЕКТИВ ИХ КОМПЛЕКСНОГО ОСВОЕНИЯ

Д.М. Кильдибаев

Научный руководитель доцент Е.А. Горбатова

*Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова,
г. Магнитогорск, Россия*

Длительная разработка колчеданных месторождений Южного Урала физико-техническими геотехнологиями привела к сокращению балансовых запасов руд и снижению их качества, а также накоплению на дневной поверхности отходов горно-обогатительного производства. Накопленные техногенные образования привлекают серьезное внимание, вызванное возможностью их использования в качестве дополнительных минерально-сырьевых ресурсов, а также их экологической опасностью для населения, создаваемой вредным влиянием отходов на окружающую среду. Таким образом, хвосты обогащения представляют собой несомненную ценность в качестве сырья для дополнительного извлечения металлов, других попутных продуктов и производства строительных материалов. В связи с этим одной из главных задач исследований является оценка технологических свойств хвостов обогащения колчеданных руд в свете перспектив их комплексного освоения методом кучного выщелачивания с предварительным окомкованием.

Объектом исследования являлись текущие хвосты обогащения медно-цинково-колчеданных руд Учалинской обогатительной фабрики. Основными технологическими свойствами хвостов обогащения являются их гранулометрия, химический и минеральный составы.

Гранулометрический состав хвостов обогащения колчеданных руд влияет, с одной стороны, на процессы окомкования, с другой стороны, на прочность окатышей. Основным требованием к гранулометрическому составу дисперсного материала, поступающего на окомкование, является высокое (> 85 %) содержание фракции крупностью менее 50 мкм. Гранулометрия хвостов определялась методом лазерной дифракции LALLS (ЗАО «Урал-Омега», аналитик Аверьянов) с установлением дисперсности частиц в диапазоне от 0,02 до 2000,00 мкм. По результатам анализа хвосты обогащения на 78 % представлены частицами крупностью $-0,050+0$ мм, что, практически, отвечает предъявляемому требованию и позволяет получить из них окатыши необходимой прочности.

Основные требования, предъявляемые к химическому составу хвостов обогащения медно-цинково-колчеданных руд, перерабатываемых физико-химическими геотехнологиями: максимально возможное содержание цветных металлов – меди и цинка, минимальное содержание вредных примесей. Химический состав усредненных проб хвостов, отобранных на фабрике Учалинского ГОКа, приведен в таблице 1.

Таблица 1

Химический состав отходов обогащения

Месяц	Содержание полезного компонента, %		
	Cu	Zn	S
Январь	0,15	0,68	31,13
Февраль	0,23	0,7	33,86
Март	0,24	0,88	31,78
Апрель	0,24	0,76	31,26
Май	0,26	0,84	32,87
Июнь	0,26	0,77	30,31
Июль	0,28	0,78	32,75
Август	0,29	0,83	33,04
Сентябрь	0,27	0,74	31,46
Октябрь	0,27	0,7	30,74
Ноябрь	0,25	0,71	31,64
Декабрь	0,28	1,0	32,45
Итого:	0,25	0,78	31,94

Анализ таблицы показывает, что распределение содержания меди и цинка в хвостах по месяцам имеет равномерный характер, среднее содержание меди в хвостах составляет 0,25 %, цинка – 0,78 % и серы – 31,94%. Наряду с указанными «базовыми» компонентами, техногенные отходы содержат комплекс элементов, в том числе: золото (1,28 – 2,0 г/т), серебро (15 – 20 г/т), платину (0,55 г/т), селен (40 – 50 г/т), теллур (52 – 60 г/т).

Минеральный состав хвостов обогащения определялся оптической микроскопией (ФГБОУ ВПО «МГТУ»), растровой электронной микроскопией (ФГБОУ ВПО «ЮрГУ», аналитик - Самойлова О.В.), рентгеновским количественным фазовым анализом и ретгенофлуоресцентным анализом (лаборатория ФМAMС Института минералогии УрО РАН, аналитик – Хворов П.В.).

Результаты исследований показали, что отходы обогащения представлены: рудными минералами - пиритом (76,4 %), халькопиритом (0,7 %), сфалеритом (0,9 %), галенитом (следы); нерудными – кварцем (9 %), баритом (4 %), гипсом (3 %), хлоритом (3 %), кальцитом (2 %), иллитом (1 %). Основными минералами меди и цинка текущих хвостов обогащения являются халькопирит и сфалерит.

Рудные минералы встречаются в свободных зернах и минеральных сростках, с понижением класса крупности количество сростком уменьшается.

Минеральные сростки хвостов обладают структурами кристаллизации, замещения, распада твердых растворов. Среди которых можно выделить следующие морфологические типы структур: интерстиционные, коррозионные, краевых каемок, эмульсиевидная, зернистые с различными крупностью и идиоморфизмом зерен, пойкилитовые (рис. 1, 2). Размер сульфидов цветных металлов с сростках, иногда, не превышает 10 мкм.

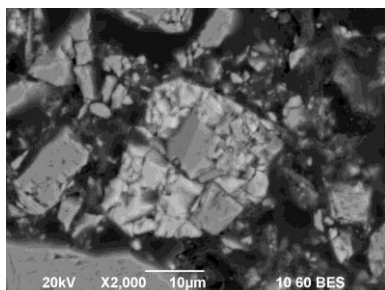


Рис. 1. Идиоморфные выделения пирита в сфалеритовой массе. РЭМ

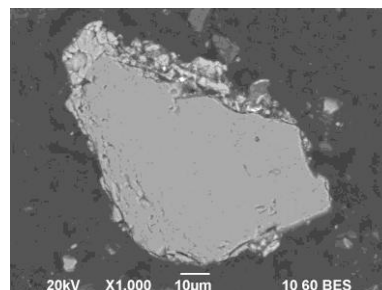


Рис. 2. Халькопиритовая каемка, расположенная вокруг зерна пирита. РЭМ

Халькопирит образует 19,4% свободных зерен и 80,6 % минеральных сростков (табл. 2). Большая часть свободных зерен находится в классе крупности -10+0 мм. Наиболее часто встречаются сростки халькопирит-пиритового состава.

Сфалерит представлен 32,3% свободными зернами и 67,7 % минеральными агрегатами (табл. 3). Все свободные зерна сконцентрированы в тонких классах. Самыми распространенными являются сфалерит-пиритовые сростки, составляющие 56,1 %.

Нерудная фракция представлена кварцем, кальцитом, гипсом, баритом, хлоритом и иллитом. Нерудные минералы в текущих хвостах составляют 17 % от общей массы. Наличие слоистых силикатов – хлорита и иллита негативно влияет на фильтрационные свойства пробы.

Таким образом, исследования показали, что хвосты обогащения характеризуются тонкодисперсным составом, повышенным содержанием цветных металлов, сконцентрированных в тонких классах крупности. Сульфиды цветных металлов в хвостах встречаются в виде свободных зерен и минеральных сростков сложного строения, не разделяющиеся механическим путем. Следовательно, для переработки текущих хвостов обогащения целесообразно применять метод кучного выщелачивания с предварительным окомкованием.

Таблица 2

Раскрываемость халькопирита

Класс крупности, мкм	Выход, %	Халькопирит		
		В свободных зернах	В сростках, %	
			Ср+Sl+Py	Ср+Py
+74	15,89	0,1	0,9	9,3
-74+44	11,77	-	1,5	9,7
-44+20	22,73	0,1	8,0	16,1
-20+10	20,94	2,1	-	18,6
-10+0	28,67	17,1	5,9	10,6
	100,00	19,4	16,3	64,3

Примечание: Ср-халькопирит, Sl –сфалерит, Py – пирит, He – нерудные минералы.

Таблица 3

Раскрываемость сфалерита

Класс крупности, мкм	Выход, %	Сфалерит			
		В свободных зернах	В сростках, %		
			Ср+Sl+Py	Sl+Py	Sl+He
+74	15,89	-	0,8	11,1	0,4
-74+44	11,77	-	0,3	8,2	-
-44+20	22,73	-	4,7	15,1	-
-20+10	20,94	0,2	-	15,3	2,8
-10+0	28,67	32,1	1,1	6,4	1,5
	100,00	32,3	6,9	56,1	4,7

КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КВАРЦЕВОГО СЫРЬЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РОССИИ**А.В. Кириллов, М.А. Королев, И.Н. Нигматов**

Научный руководитель старший научный сотрудник Н.Г. Быдтаева

**Центральный научно-исследовательский Институт геологии нерудных полезных
ископаемых, г. Казань, Россия**

Россия обладает значительной сырьевой базой для производства кварцевых концентратов особой чистоты (ОЧК), кварцевых микропорошков и поликристаллического кремния.

Для производства особо чистых кварцевых концентратов для наплава специальных прозрачных кварцевых стекол, используемых, в первую очередь, в микроэлектронике, волоконной оптике, производстве высокоинтенсивных источников света, космической промышленности, используется, преимущественно, гранулированный и прозрачный жильный кварц.

Основными предприятиями, добывающими кварцевое сырье, являются ОАО «Кыштымский ГОК», ОАО «Полярный кварц» и ООО «МегаСил Холдинг».

ОАО «Кыштымский ГОК» (Челябинская область) разрабатывает одноименное месторождение гранулированного кварца, состоящее из многих кварцевых жил, где основной является жила 175.

ОАО «Полярный кварц» осуществляет добычу прозрачного жильного кварца на месторождениях Неройской кварценозной зоны Приполярного Урала (ХМАО). Кварцевое сырье этих месторождений представляет собой перекристаллизованный жильный кварц высокой химической чистоты. Кварц имеет практически мономинеральный состав и относительно высокую прозрачность.

Сырье с общим содержанием примесей менее 25 ppm, является лучшим для производства кварцевых продуктов особой чистоты. Это плавный кварц, характеризующийся высокой чистотой и высокотемпературными характеристиками. Трубы из плавного кварца являются диффузионными реакторами для производства кремниевых пластин в полупроводниковой промышленности. Для особо ценных изделий требуются трубы с низким (0,1 ppm) содержанием щелочей. Кассеты для полупроводниковых пластин изготавливаются из стержней и слитков плавного кварцевого стекла, к которым применяются весьма жесткие требования по содержанию газовой-жидких включений. При производстве ламп, работающих в ультрафиолетовой части спектра, особое значение имеет пониженное содержание титана.

Вторая сфера использования кварцевого сырья - получение поли- и монокремния для солнечной энергетики и электроники. Для получения монокристаллического кремния используется мульти- и поликристаллический кремний. Технические требования к кварцевому сырью для получения поликремния отсутствуют, но известно, что в «солнечном» кремнии нормируются электрически активные примеси (Al, Fe, Ti, V, P, B), суммарное содержание которых должно быть в пределах 0,1-10 ppm. Поликремний используется и для получения монокристаллического кремния полупроводникового качества и, в зависимости от дырочного или электронного типа электропроводности, получаемые изделия легируются фосфором, мышьяком, сурьмой, алюминием, золотом. Поэтому, в исходном природном кварцевом сырье должны нормироваться именно эти элементы.

Получение кварцевых микро- и нанопорошков является еще одной областью применения природного кварцевого сырья. Микропорошки кварца применяются в строительной отрасли, а также в качестве наполнителей в медицине, косметологии, в пищевой промышленности. Производство химически чистых кварцевых микропорошков в России практически отсутствует. Мировые производители, в зависимости от областей применения кварцевых порошков, определяют требования к гранулометрии, химической чистоте и форме частиц порошков.

Требования к чистоте кварцевых порошков, по сравнению с кварцевыми концентратами (ОЧК), гораздо ниже - содержание SiO₂ в порошках обычно находится в интервале 99,5-99,9%. По размеру частиц - выделяют микропорошки - от 1 до 100 мкм; субмикронные порошки - от 1 мкм до 100 нм; нанопорошки - менее 100 нм. Порошки на основе кристаллического молотого природного кварца производятся путем механического измельчения природного кварца, главным образом кускового кварца. Кварцевые микропорошки могут служить исходным материалом для производства нанопорошков.

Исходя из качественных параметров кварцевых продуктов, приведенных в таблице 1, они находят применение в следующих сферах производства кварцевой и кремниевой продукции:

- кварцевые концентраты, производимые из гранулированного кварца Кыштымского месторождения, применяются, преимущественно, при производстве прозрачного кварцевого стекла различного назначения (трубы, стержни, термодиффузионные реакторы и др.), кварцевых тиглей для выращивания монокристаллического кремния и стекол специального назначения;
- кварцевые концентраты, производимые из прозрачного жильного кварца месторождений Приполярного Урала, применяются при производстве поликристаллического кремния методом прямого восстановления, кварцевых тиглей для выращивания монокристаллического кремния, для плавки светотехнического стекла, синтеза искусственных кристаллов кварца, а также различных видов кварцевых микро- и нанопорошков;
- перекристаллизованный кварц используется для производства шихты для выращивания искусственных кристаллов методом гидротермального синтеза;
- объектами сырья для получения поликристаллического кремния могут стать месторождения молочно-белого кварца, так как отсутствие требований к содержанию ГЖВ позволит использовать для этих целей кварцевое сырье с низким светопропусканием.

Таблица 1

Качественные характеристики кварцевого сырья месторождений РФ

Нормируемые показатели для кварцевых концентратов ТУ 5726-002-11496665-97		Кыштымское, Гранулированный кварц	Додо, прозрачный жильный кварц	Нормируемые показатели для кварцевой шихты	Желанное, перекристаллизованный кварц для шихты
Светопропускание, % 80		70-80	65		25-49
элементы	ppm				
Fe	1	0,09	0,1	5	
Al	10	2,4	8,8	15	10,5
Ti	2	2,3	0,7	1	0,7
Ca	2	0,2	0,3	5	1,9
Mg	1	0,01	0,02	2	0,8
Cu	01	0,01	0,01	0,3	0,2
Mn	0,2	0	0	10	0,2
Na	5	0,3	1,8	23	6,7
K	2	0,06	0,5	20	3,1
Li	1	0,1	0,7	10	0,5

Таким образом, для комплексного использования кварцевого сырья необходимо проведение детального изучения кварцевого сырья месторождений с применением прецизионных методов аналитических исследований для определения широкого спектра его качественных характеристик.

ВЛИЯНИЕ ДОБАВОК ПЕРЕХОДНЫХ И РЕДКОЗЕМЕЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ НА СВОЙСТВА СТЕКЛОКРИСТАЛЛИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ СТОМАТОЛОГИИ

В.В. Климова, О.О. Николаева, В.А. Ефремов

Научный руководитель профессор Т.А. Хабас

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск Россия

Зубной металлокерамический протез представляет собой конструкцию, которая состоит из металлического колпачка, покрытого тремя слоями стеклокристаллических материалов – грунтовым, дентиновым и эмалевым. Металлические колпачки изготавливают, как правило, из Ni – Cr или Co – Cr сплавов. Наиболее распространенным стеклокристаллическим материалом для металлокерамического протезирования является лейцитовая стеклокерамика.

В данной работе для получения стеклокристаллического материала использовали состав трехкомпонентной системы $K_2O - Al_2O_3 - SiO_2$, в котором основной кристаллической фазой является лейцит - $K_2O \cdot Al_2O_3 \cdot 4SiO_2$. Лейцит придает стоматологической керамике необходимую формоустойчивость, механическую прочность и химическую устойчивость. Помимо этого, большое значение имеют высокие показатели его ТКЛР, которые способствуют гармонизации покрывающих слоев керамики с подложкой из используемых сейчас в стоматологии сплавов, имеющих тоже высокие значения ТКЛР, которые составляют $(14,1 \dots 14,4) \cdot 10^{-6} K^{-1}$.

Для окрашивания стеклокристаллического стоматологического материала часто используют соединения переходных и редкоземельных элементов (РЗЭ). Эти пигменты обеспечивают нужный «зубной» цвет от светло-желтого до коричневого. Применение РЗЭ в качестве добавок к стеклу на основе калиевого полевого шпата влечет за собой ряд затруднений. Большое значение имеет взаимосвязь центров окрашивания с основными структурными элементами получаемого стекла. Эта взаимосвязь является достаточно сложной, потому что ионное окрашивание материала d- и f-элементами создает электронные переходы из-за незаполненности их электронных подуровней. Между различными валентными состояниями ионов в стекле устанавливается равновесие, на смещение которого в ту или иную сторону большое влияние оказывают состав газовой среды в печи в процессе варки, температура варки, состав стекла, присутствие примесей поливалентных ионов.

В работе исследовано влияние окрашивающих добавок некоторых оксидов переходных и редкоземельных элементов (церий, тербий, празеодим, железо и марганец) на отдельные характеристики получаемых стеклокристаллических материалов. В результате предварительного исследования были выбраны оптимальные содержания окрашивающих соединений, которые для обеспечения оксидного состава вводились в исходную шихту следующими соединениями: оксид церия SeO_2 - нитратом церия $Se(NO_3)_3 \cdot 6H_2O$, оксид тербия Tb_4O_7 вводился трехводным карбонатом тербия $Tb_2(CO_3)_3 \cdot 3H_2O$, также использовались оксид празеодима PrO_2 , оксид железа Fe_2O_3 и перманганат калия $KMnO_4$.

В качестве исходной шихты, условно названной «грунт», «дентин», «эмаль» выбрано легкоплавкое стекло, в состав которого входит калиевый полевой шпат (КПШ), оксид бора B_2O_3 , оксид бария BaO , оксид калия

K₂O, оксид натрия Na₂O, оксид лития Li₂O и оксид цинка ZnO. Для обеспечения оксидного состава легкоплавкого стекла оксид бора B₂O₃ вводили борной кислотой H₃BO₃, остальные компоненты вводились карбонатами и фторидами. В предварительном эксперименте окрашивающие добавки вводились в смесь исходных компонентов (в сырую шихту).

Часть подготовленных образцов плавилась в корундовых тиглях в печи с силитовыми нагревателями до температуры 1230 °С с выдержкой 30 мин, другая часть образцов - до температуры 1250 °С с выдержкой 1 час при конечной температуре, после чего фритта гранулировалась в холодной воде. Для последующего использования стекло измельчалось до состояния пудры на мини-мельнице фирмы «Fritsch». После обжига в стоматологической печи образцы имеют среднее значение линейной усадки, равное 13,5%, при допустимом значении не более 16%.

Измельченные составы были нанесены на подготовленные металлические пластины, выполненные из сплавов титана - «титанид» и ВТ-01 и обожжены в стоматологической печи при вакууме.

Стандартные температуры для спекания керамики на титане ВТ-01:

1 слой : t=960⁰С

2 слой : t=940⁰С

3 слой : t=930⁰С

Адгезия разрабатываемых покрытий к подложке, выполненной из сплава ВТ-01, удовлетворительна, но после обжига последнего слоя (эмалевого) на поверхности изделия образовались мелкие трещины. Возможно, трещины появились из-за несоответствия ТКЛР исследуемых масс с данным видом сплава. Сцепление слоев керамики относительно подложки «Титанид» лучше и трещины не появляются при любых режимах охлаждения композиции. Рельеф каждого наносимого слоя разработанных покрытий соответствует своему назначению: шероховатые грунтовый и дентиновый слой обеспечивают хорошую адгезию слоев к металлической подложке, выполненной из титан-никелевого сплава, а гладкий эмалевый слой – эстетические и механические свойства готового покрытия.

Химическая растворимость свидетельствует о химической стойкости керамического материала, т. е. способности противостоять растворяющему воздействию среды полости рта. Сущность метода исследования заключается в выдерживании керамических образцов в 4%-ом растворе уксусной кислоты в течение суток и оценке изменения их массы. По результатам эксперимента можно сказать, что образцы, не имеющие красящих добавок, более устойчивы к кислой среде, чем окрашенные. Таким образом, составы, условно названные «эмаль прозрачная» и «дентин прозрачный», являются самыми химически стойкими и соответствуют техническим требованиям, предъявляемым к стоматологической керамике (потеря массы в кислом растворе не должна превышать 0,5% для грунтовой (опаковой керамики) и 0,05% для керамики остальных видов). В исследуемых образцах, в которые были введены окрашивающие добавки, наблюдается следующая зависимость: материалы, использование которых подразумевает выполнение функций грунта и дентина, с введением соединений тербия и церия имеют наименьшее изменение массы после выдержки в кислой среде (0,5 – 0,8%). В образцах с добавлением соединений празеодима и церия наблюдается химическая стойкость наиболее близкая к допустимой, если количество добавок РЗЭ находится в пределах от 0,5 до 1,25 мас.%. Образец, содержащий 2,5 мас.%, наименее устойчив к действию агрессивной среды и его потери массы составили около 2%.

Влияние состава добавок и режима термообработки на окраску стеклокристаллических материалов представлены в таблице 1.

Таблица 1

Описание изменения цвета образцов в зависимости от среды термообработки

Номер и шифр образца	Состав окрашивающих добавок, масс. %	Описание цвета образца после варки на воздухе	Описание образца после обжига в вакууме на подложке из титан-никелевого сплава	Условия обжига в стоматологической печи (вакуум)
№1 Эмаль прозрачная	-	Прозрачный, с мутно-белыми слоями	Прозрачный	T _к =900 ⁰ С
№2 Эм 1	РЗЭ – 0,5 Fe ₂ O ₃ -0,3 KMnO ₄ -0,08	Зеленый с желтыми включениями	Белый, с бежевым оттенком	T _к =900 ⁰ С
№3 Эм 2	РЗЭ – 0,5 Fe ₂ O ₃ -0,3 KMnO ₄ -0,08	Прозрачный, светло-зеленый с проблесками желтого	Белый с оттенком серого	T _к =900 ⁰ С
№4 Эм 3	РЗЭ – 0,5 Fe ₂ O ₃ -0,3 KMnO ₄ -0,08	Прозрачный, имеет светло-зеленую окраску с проблесками желтого	Белый с желтоватым оттенком	T _к =900 ⁰ С
№5 Эм 18-60	РЗЭ-0,875 KNO ₃ -2	Прозрачный, светло-белый, немного желтоватый отлив	Слой прозрачный, светло-бежевый, виден блеск	T _к =900 ⁰ С
№6 Д 18-60	РЗЭ – 3,5 KNO ₃ -2	Светло-кремовый бежевый цвет, имеет «стеклянный» блеск	Насыщенный бежевый, с молочным отливом, виден блеск	T _к =820 ⁰ С

№7 Д 18	P3Э – 3,5 KNO ₃ -2	Молочно-бежевый со светло-кремовыми включениями	Насыщенный бежевый цвет с молочным отливом	T _к =820 ⁰ C
№8 Д А41	P3Э – 1,25 Fe ₂ O ₃ -0,75 KMnO ₄ -0,2	Светло - серый с коричневыми слоями	Равномерно-серый	T _к =880 ⁰ C
№9 Дентин прозрачный	-	Равномерно белый	Равномерный матовый белый	T _к =880 ⁰ C
№10 Дентин А4	P3Э-2,5 Fe ₂ O ₃ -1,5 KMnO ₄ -0,4	Неравномерный, с темными, коричневыми, белыми, голубоватыми, слоями и включениями	Желтый с красно-коричневыми включениями	T _к =800 ⁰ C
№11 Грунт 18	P3Э – 3,5 KNO ₃ -2 SnO ₂ - 10	Светло-кремовый	Светло-бежевый, немного желтоватый с молочным отливом	T _к =860 ⁰ C
№12 Грунт А4	P3Э – 3,5 Fe ₂ O ₃ -1,5 KMnO ₄ -0,4 SnO ₂ - 10	Неравномерная окраска с включениями разного цвета	Коричневый с красноватыми включениями	T _к =860 ⁰ C

На цвет образцов существенное влияние оказывает создаваемая среда термообработки. После обжига в вакууме окраска образцов становится равномерной и приближается к стандартной длине волны. Доминирующая длина волны образцов лежит в красно-коричневой области спектра (585-591 нм) - по шкале Chromascop – цвет А4.

Литература

1. Хабас Т.А., Е.А. Кулинич, В.И. Верещагин, Е.В. Бабушкин. Разработка грунтового слоя стоматологического фарфора // Стекло и керамика. – М., 2003. – №4.
2. Синтез и свойства соединений редкоземельных элементов // Сб. статей. – Свердловск: УНЦ АН СССР, 1982 г.

ОЦЕНКА ПРИГОДНОСТИ ЗОЛОШЛАКОВЫХ ОТХОДОВ ТЭС ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ПЕНОСТЕКЛА

Н.А. Кузнецова

Научный руководитель профессор О.В. Казьмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск Россия

В настоящее время ни один вид строительства не обходится без использования материалов, функция которых заключается в том, чтобы создавать тепловую изоляцию строительных конструкций. Такие материалы должны быть пожаробезопасны и долговечны, иметь низкую плотность, высокую прочность и низкую теплопроводность. Пеностекло – наиболее эффективный материал, отвечающим всем этим требованиям. Основным сырьем для его производства является вторичный стеклобой, с наличием которого имеется дефицит. Известны работы, позволяющие расширить сырьевую базу за счет использования таких материалов как диатомит, опока, кварцевый песок и т.д. [1], но вопрос ограниченности ресурсов в современном мире является одним из самых актуальных. Известно, что запасы многих природных ресурсов уже находятся в дефиците, а то, что некоторые сохранились в больших количествах, не означает их нескончаемость. Поэтому в качестве объекта исследования выбраны золошлаковые отходы ТЭС, являющиеся вторичными ресурсами сырьевого значения.

Данная статья посвящена вопросам оценки качества золошлаковых отходов ТЭС для производства высококачественного, а именно высокооднородного пористого, пеностекла с размерами пор не более 3 мм и плотностью, не превышающей 250 кг/см³.

Технология получения пеностекла предполагает жесткую привязку к качеству сырья, а именно золошлаковых отходов. Среди основных критериев можно выделить соответствие химическому и минералогическому составу и окислительно-восстановительным характеристикам.

Необходимо отметить, что химический и минералогический состав золошлаковых отходов зависит от вида твердого топлива и близок к составам материалов силикатной промышленности, таким как стекло, стеклопокрытия, керамика, ситаллы и др. представленные в таблице 1.

Таблица 1

Материал	SiO ₂	Al ₂ O ₃	CaO	MgO	Na ₂ O	Fe ₂ O ₃
стекло	71,5-72,5	1,5-2	6,5-9	3,8-4,3	13-15	до 1
золошлак	40-65	8-15	3-25	2-4	до 2	5-10

Химический состав отходов изменяется в широких пределах, поэтому все золошлаковые отходы условно можно разделить на высоко- (CaO>20%) и низкокальциевые (CaO<5%). Оксиды, входящие в состав

золошлаковых отходов, оказывают определенное влияние на такие свойства стекла как вязкость, поверхностное натяжение и кристаллизационная способность, в том числе и на процессы вспенивания.

Резкое охлаждение шлакового расплава и отсутствие условий равновесной кристаллизации приводит к тому, что отходы имеют в основном аморфную структуру (до 60%) и кристаллическую фазу в виде устойчивого минерала исходного топлива – кварца, анортита и кристаллического алюмосиликата кальция.

Таким образом, в качестве основного компонента выбраны золошлаковые отходы, отличающиеся содержанием оксида кальция, с подшихтовкой кремнеземсодержащего компонента и кальцинированной соды. Компонентный состав исходной шихты обоснован и установлен экспериментально ранее [2]. Вспенивание силикатного расплава проводили при одинаковом температурном режиме ($T = 820\text{ }^{\circ}\text{C}$, $\tau = 10$ минут). Изменение окислительно-восстановительных характеристик пенообразующей смеси осуществляли введением различного количества газообразователей и их комбинаций в отличающихся количественных соотношениях. Основным газообразователем выбрана сажа в количестве 0,5 мас. %, а также комбинированные газообразователи в виде смесей сульфата натрия с сажой, нитрата натрия с сажой.

При получении пеностекла на основе золошлаковых отходов ТЭС, окислительно-восстановительные характеристики приобретают определяющее значение [3] и влияют на качество конечного продукта. Это обусловлено присутствием в исходной золе восстановителей в виде непрореагировавших частиц угля, что необходимо учитывать при выборе оптимального количества введенного в шихту газообразователя.

Для определения количественного соотношения окислителей и восстановителей в смеси использованы два показателя: окислительно-восстановительный потенциал (ОВП) [4] и окислительно-восстановительный коэффициент (ОВК= $\sum \text{ХПК}_i \times M_i + \text{ХПК}_{\text{г/о}} \times M_{\text{г/о}}$, где ХПК-химическая потребность в кислороде, мл $\text{O}_2/100\text{ г}$; M_i -количество компонента, масс. %). Выбор оптимальных значений показателей осуществляли путем сравнения коэффициента вспенивания, степени неоднородности структуры [5] и плотности пеноматериала.

Анализ полученных данных показал влияние процесса вспенивания на структуру пеностекла (рис. 1). Оптимальной принята структура со средней однородностью распределения пор ($C_n=3,5 - 6,5$ при $\rho \leq 250\text{ кг/м}^3$). Выделены значения $K_{\text{всп}}$. Для смесей на основе высококальциевых зол оптимальным является $K_{\text{всп}}=1,5 - 4$; низкокальциевых – от 4 до 6. Значительные отличия $K_{\text{всп}}$ смесей объясняются влиянием СаО на вязкость расплава. Ранее установлено, что оптимальным для вспенивания являются расплавы, значение модуля вязкости $M_v = 1,8 - 2,2$ [5]. Для исследуемых составов стекло, полученное на основе высококальциевой золы, имеет $M_v = 1,6$, а для низкокальциевой – 2,1. Таким образом, на процесс вспенивания активное влияние оказывает не только количество и вид газообразователя, но и химический состав основного компонента исходной шихты, и его влияние на вязкость расплава.

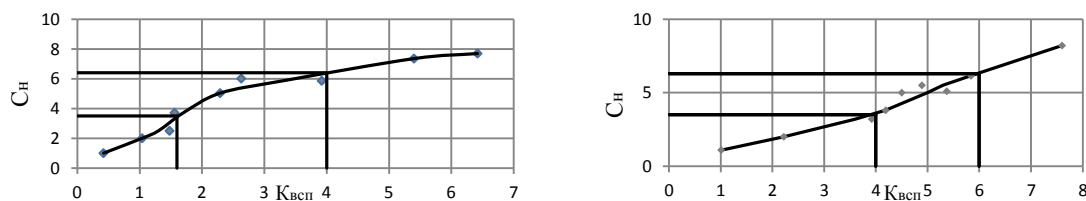


Рис.1. Зависимость C_n структуры пеностекла на основе высоко- (а) и низкокальциевой (б) золы от $K_{\text{всп}}$

Значительное влияние оказывает *redox*-процессы, что подтверждается данными представленными на рис. 2.

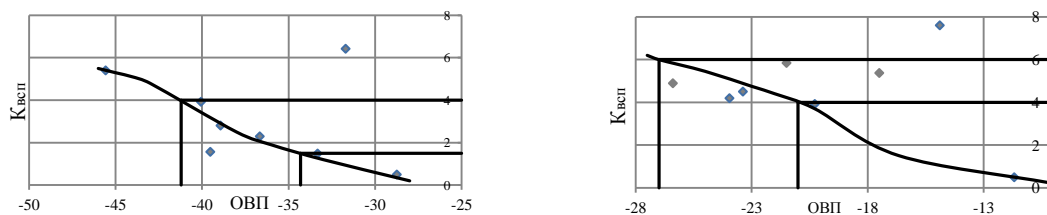


Рис. 2. Зависимость $K_{\text{всп}}$ от ОВП пенообразующей смеси на основе высоко- (а) и низкокальциевой (б) золы

Для оптимальной структуры и стабилизации пены значение ОВП смеси, полученной на основе высококальциевой золы, находятся в пределах от -40 до -35 (± 1), низкокальциевой золы от -25 до -20 (± 2). Смеси на основе высококальциевых зол имеют сильно отрицательный потенциал. Для повышения их $K_{\text{всп}}$ рекомендуется введение в шихту комбинированных газообразователей в виде смесей сульфата (или нитрата) натрия (до 1%) с 0,5 мас. % сажи. Более высокая вязкость расплава, полученного из шихты с низкокальциевой золой, с одной стороны обеспечивает более высокие показатели $K_{\text{всп}}$, с другой стороны создает окрашивание по окислительно-восстановительному потенциалу смеси, изменяющемуся в узком интервале.

Таким образом, несмотря на одинаковое содержание окислителей и восстановителей в шихте, которые вводятся в качестве газообразователей, ОВП смесей достаточно сильно отличается. Поэтому данного показателя недостаточно для характеристики *redox*-процессов. В связи с этим предложен окислительно-восстановительный коэффициент (ОВК), учитывающий ХПК каждого компонента шихты.

Представленная на рис. 3 зависимость указывает на условное деление пенообразующих шихт по значениям ОВП на сильно-, средне- и слабовосстановительные.

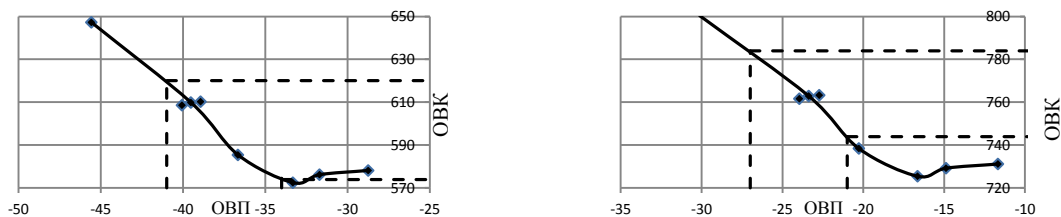


Рис. 3. Зависимость ОВК пенообразующей смеси на основе высоко- (а) и низкокальциевой (б) золы от ОВП

В области средневосстановительных шихт наблюдается оптимальная структура пеностекла, при этом выделена оптимальная область ОВК: для высококальциевых зол ОВК = 575 – 620, для низкокальциевых – от 744 до 785, что поможет дальнейшей оценки качества зол, как основного компонента пеностекла, и прогнозирования структуры получаемого пеностекла.

Таким образом, для получения высококачественного пеностекла еще на стадии приготовления шихты необходимо учитывать совокупное влияние всех факторов, а именно соответствие химическому, минералогическому составам и значениям ОВК, которые возможно изменять, варьируя показателями ХПК и количеством газообразователя или количеством сырьевых компонентов. Предварительная оценка пригодности золошлаковых отходов ТЭС позволит получать качественное пеностекло с равномерной пористой структурой (размер пор менее 3 мм, $\rho \leq 250 \text{ кг/м}^3$) и высокими механическими характеристиками (прочностью более 4 Мпа).

Литература

1. Казьмина О.В., Верещагин В.И., Абияка А.Н. Расширение сырьевой базы для получения пеностеклокристаллических материалов // Строительные материалы, – 2009. – № 7. – С. 54 – 56.
2. Казьмина О.В., Кузнецова Н.А., Верещагин В.И. Получение пеностекляных материалов на основе золошлаковых отходов тепловых электростанций // Известия Томского политехнического университета, – Томск: ТПУ – 2011. – Т. 319. – № 3, С. 52 – 56.
3. Пеностекло / Шилл Ф. – Москва: Издательство литературы по строительству, 1965. – 307 с.
4. Виды брака в производстве стекла / Х. Бах, Г. К. Баукке, Г. Брюкнер и др. – М.: Стройиздат, 1986. – 648 с.
5. Казьмина О.В. Влияние компонентного состава и окислительно-восстановительных характеристик шихт на процессы вспенивания пиропластичных силикатных масс // Стекло и керамика, – 2010. – № 4. – С. 13 – 17.

МЕЛКОЗЕРНИСТЫЕ БЕТОНЫ НА ОСНОВЕ ОТХОДОВ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

И.В. Лозовская, Е.А Сударев.

Научный руководитель профессор В.А. Лотов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Сегодня в связи с дефицитом качественных крупнозернистых заполнителей во многих регионах становится актуальным использование мелкозернистых заполнителей в области технологии бетонов.

Мелкозернистые бетоны, характеризуются высокой механической прочностью к изгибающим нагрузкам, перспективны при формировании многослойных и тонкостенных изделий и конструкций.

Значительный интерес с позиций производства мелкозернистых бетонов представляет замена в таких бетонных смесях классических цементов на шлакощелочное вяжущее (ШЩВ). Такое вяжущее дает при твердении более трудно растворимые, термодинамически устойчивые гидратные новообразования, химически совместимые с кремнеземистыми, глиноземистыми, алюмосиликатными и карбонатными минералами заполнителей, что заметно расширяет рамки использования в качестве заполнителей местные природные, нетрадиционные техногенные материалы.

Шлакощелочные вяжущие быстро набирают прочность при нормальных условиях, исключая из производственного цикла процесс тепловлажностной обработки получаемых изделий. Большая механическая прочность, коррозионная устойчивость, морозостойкость и низкая водопроницаемость цементного камня из этого вяжущего служат основой для получения долговечных конструктивных, облицовочных, а также эффективных легковесных бетонов [1].

Поэтому основной целью настоящей работы являлось получение мелкозернистых бетонов на основе шлакощелочных вяжущих.

В качестве исходных материалов при проектировании составов мелкозернистого бетона были использованы: доменный гранулированный шлак ООО «КМК» (г. Новокузнецк), комплексная химическая добавка, песок для строительных работ с модулем крупности $M_{кр} = 2,45$ (ГОСТ 8736-93) и вода.

Химический состав Новокузнецкого шлака приведен в таблице 1.

Таблица 1

Химический состав Новокузнецкого шлака

Содержание оксидов, масс. %							Модуль основности	Модуль активности
SiO ₂	CaO	Al ₂ O ₃	MgO	MnO	Fe ₂ O ₃	TiO ₂		
36,9	36,9	13,2	9,9	0,82	0,71	1,57	0,93	0,35

Гидравлическая активность доменных гранулированных шлаков оценивается коэффициентом качества K . Он зависит от содержания (%) в шлаке оксидов кальция, алюминия, магния и двуоксидов кремния и титана и определяется по формуле:

$$K = (\text{CaO} + \text{Al}_2\text{O}_3 + \text{MgO}) / (\text{SiO}_2 + \text{TiO}_2).$$

Согласно данным таблицы 1 доменный гранулированный шлак характеризуется коэффициентом качества равным 1,56, что по ГОСТ 3476-74 относит его ко второму сорту [2].

Шлакощелочное вяжущее было получено путем гомогенизации в течение 15 минут в шаровой мельнице молотого доменного гранулированного шлака ($S_{\text{уд}} = 350 \text{ м}^2/\text{кг}$) и комплексной химической добавки (8 % от массы шлака). В таблице 2 представлены результаты прочностных характеристик шлакощелочных вяжущих в зависимости от сроков твердения в воздушно-влажностных условиях.

Таблица 2

Результаты исследований шлакощелочного вяжущего

Время выдержки, сутки	В/Т	Прочностные характеристики ШЩВ	
		Прочность при сжатии, МПа	Прочность на изгиб, МПа
3	0,25	35,8	2,4
7		38	3,7
14		44,8	6,3
28		54	10

Как видно из экспериментальных данных, достаточно высокие прочностные показатели характеризуют шлакощелочное вяжущее, как высококачественный и экономически выгодный строительный материал пригодный, для ремонтных строительных работ, и для получения основных строительных изделий, таких как бетоны.

Эффективность, полученного шлакощелочного вяжущего была исследована на кинетике набора прочности мелкозернистого бетона. Из шлакощелочного раствора нормальной густоты (В/Т = 0,20), приготовленного путем смешения шлакощелочного вяжущего и песка (3:1) с водой, формовались образцы-балочки размером 4x4x16 см, которые затем выдерживались в воздушно-влажностных условиях. Через определенные сроки твердения образцов, определялся их предел прочности при изгибе и сжатии, результаты представлены в таблице 3. В таблице 3 также представлена сравнительная характеристика мелкозернистого бетона на портландцементе, полученного аналогичным способом.

Таблица 3

Сравнительные характеристики мелкозернистого бетона на различных вяжущих

Вид вяжущего	Соотношение Вяжущее: Песок	В/Т	Прочность на сжатие, МПа			
			Прочность на изгиб, МПа			
			3 сут	7 сут	14 сут	28 сут
ШЩВ	3:1	0,20	<u>23</u>	<u>33</u>	<u>36,8</u>	<u>54</u>
			0,2	3,5	5,8	9,4
ПЦ М500 Д0	1:3	0,40	<u>22,3</u>	<u>32,9</u>	<u>33,1</u>	<u>47,5</u>
			0,2	2,8	4,8	6,0

Из анализа таблицы 3 следует, что использование шлакощелочных вяжущих в производстве мелкозернистых бетонов является целесообразным. Мелкозернистые бетоны на ШЩВ превосходят по пределу прочности на сжатие (на 13,6 %) и на изгиб (на 56 %) мелкозернистые бетоны, получаемые на портландцементе.

Таким образом, результаты исследований показывают эффективность применения мелкозернистых бетонов на шлакощелочных вяжущих в строительной индустрии.

Литература

- Харченко С.С. Мелкозернистые бетоны на шлакожидкостекольном вяжущем и недефицитных заполнителях: Автореферат. Дис. канд. техн. наук. – Иваново, 2003г. – 19 с.
- Волженский А.В. Минеральные вяжущие. – М.: Стройиздат., 1986. – 464 с.

**ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОТЕЧЕСТВЕННОГО ОГНЕУПОРНОГО ГЛИНИСТОГО
СЫРЬЯ СЕВЕРО-ЗАПАДНОГО РЕГИОНА В ТЕХНОЛОГИИ АЛЮМОСИЛИКАТНЫХ
ПРОПАНТОВ**

А.С. Скрипченко¹, Л.П. Говорова¹, Скурихин В.В.²

Научный руководитель профессор Т.В. Вакалова¹, доцент А.А. Решетова¹

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²ОАО «Боровичский комбинат огнеупоров», г. Боровичи, Россия

Важным направлением расширения современных областей применения алюмосиликатных керамических материалов является использование их в качестве расклинивающих агентов (пропантов) при добыче нефти и газа методом гидравлического разрыва пласта (ГРП). Гидроразрыв пласта – механический метод воздействия на продуктивный пласт, при котором порода разрывается по плоскостям линии прочности благодаря воздействию на пласт давления, создаваемого закачкой в пласт жидкости разрыва (флюида). После разрыва под давлением жидкости трещина увеличивается, возникает связь с системой естественных трещин. В образованные трещины жидкостями разрыва транспортируется зернистый материал (пропант), закрепляющий трещины в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления.

Условия службы пропантов определяют их основные функциональные свойства, которые должны выдерживать высокие пластовые давления и противостоять корродирующему действию агрессивной среды (кислых газов, солевых растворов). Совокупность физико-механических и химических свойств пропантов в значительной степени определяет эффективность проводимого гидроразрыва.

Главной проблемой при разработке состава шихты для изготовления пропантов является наличие таких взаимно конкурирующих параметров, как требуемая высокая прочность при сохранении низких значений насыпной и кажущейся плотности гранулированного материала. Немаловажное значение имеют вопросы снижения энергоёмкости технологического процесса (за счет снижения времени измельчения сырьевых компонентов, снижения температур термодготовки сырья и обжига гранулированного материала) при сохранении прочности готового продукта.

Особенностью алюмосиликатных пропантов на основе огнеупорного глинистого сырья является их относительно невысокая прочность. Ранее [1] были установлены физико-химические параметры оценки пригодности огнеупорного глинистого сырья для получения керамических алюмосиликатных пропантов, к которым относятся минералогический (содержание каолинита не менее 65 мас. %, содержание свободного кварца не более 15 мас. %), химический (содержание Al_2O_3 в прокаленном состоянии не менее 35 мас. %, предпочтительно 40 – 45 мас. %, содержание щелочных оксидов - не более 1,2 мас. %) составы.

Целью данной работы являлось исследование возможности получения алюмосиликатных пропантов из каолина Боровичско-Любытинского месторождения (Новгородская обл.). В качестве исходного глинистого сырья использовалась проба боровичско-любытинского каолина марки КБЛПС-1. За объекты сравнения были выбраны каолин Обозновского месторождения (Украина), который в настоящее время признан как один из наиболее качественных украинских каолинов, и высокоглиноземистая глина Иксинского месторождения (Архангельская обл.).

Установлено, что по содержанию Al_2O_3 в прокаленном состоянии исследуемая иксинская глина представляет собой высокоглиноземистую глинистую породу (Al_2O_3 – 77,14 мас. %) с невысоким содержанием щелочных (менее 1,0 мас. %) и щелочно-земельных (более 1,7 мас. %) оксидов и с высоким содержанием красящих оксидов Fe_2O_3 и TiO_2 (от 8 до 11 мас. %). Высокое содержание оксида алюминия указывает на присутствие в этих глинах примеси глиноземсодержащего минерала (таблица 1).

Таблица 1

Химический состав исследуемых сырьевых компонентов

Шифр пробы	Содержание оксидов, мас. %									
	SiO ₂	Al ₂ O ₃	TiO ₂	Fe ₂ O ₃	MnO	CaO	MgO	K ₂ O	Na ₂ O	Δm _{прк}
<i>глина иксинская</i>										
ГИО-2	9,23	60,86	3,63	3,11	0,03	0,17	1,21	0,51	0,15	21,10
<i>каолин обозновский</i>										
КО-1	42,63	38,85	1,25	1,20	-	0,06	0,77	0,10	0,07	15,07
<i>каолин боровичско-любытинский</i>										
КБЛПС-1	42,61	38,80	2,26	0,75	-	0,17	0,70	0,22	0,13	14,36

Исследуемые обозновский и боровичско-любытинский каолины по химическому составу практически идентичны и представляют собой промежуточный тип между высокоглиноземистым и основным глинистым сырьем со средним содержанием красящих оксидов (более 4,0 мас.%) и невысоким содержанием щелочных (менее 1,0 мас. %) и щелочно-земельных (менее 1,0 мас. %) оксидов.

Особенностью минералогического состава иксинских глин является их каолинито-бемито-гидрагиллитовый состав глин с содержанием каолинита от 20 до 47%, гидратов глинозема 34 – 64 % при полном отсутствии примесного кварца, что хорошо согласуется с высоким для огнеупорных глин содержанием оксида алюминия (50 - 60 мас. %) и повышенными потерями массы при прокаливании (более 20 мас.%).

Боровичско-любыйтинский каолин представляет собой мономинеральное сырье каолинового состава с содержанием каолинита от 80 до 90 мас. % с примесью в глинистой части гидрослюда типа иллита в количестве 2,5 - 4 мас.%, в непластичной части – кварца в количестве от 5 до 13 мас. %. Для исследуемого обозновского каолина характерно наличие каолинита в количестве 90%, иллита – 2 мас.%, кварца – не более 3 мас. %.

По поведению в обжиге все три анализируемых сырьевых компонента относятся к неспекающемуся до 1400°C глинистому сырью. Причем установлено, что особенности химико-минералогического состава иксинских глин обуславливают их способность образовывать прочные структуры с прочностью на сжатие до 65 - 70 МПа уже при температуре обжига 1400°C. Что касается каолинового сырья, то присутствие в фазовом составе проб обоих каолинов, обожженных при температуре 1400°C, высокого содержания кристобалита (32 - 36 мас. %) обуславливает относительно невысокую прочность на сжатие образцов пластичного формования (не более 20 МПа в случае обозновского каолина и 40 МПа – в случае боровичско-любыйтинского каолина), что обуславливает необходимость для получения керамического пропанта требуемой прочности на основе указанных каолинов проведения исследований в направлении изыскания путей и способов упрочнения керамического материала.

Опробование исследуемого глинистого сырья в технологии алюмосиликатных пропантов проводилось по традиционной схеме, включающей стадии брикетирования шихты, термообработки брикетов, тонкого помола продукта термообработки, гранулирования до насыпной плотности 0,8 - 0,9 г/см³ (в сухом состоянии) с использованием в качестве связующего водные растворы органического связующего, в количестве, обеспечивающим влажность материала 16 – 26 %, промежуточного рассева гранул, спекающего обжига гранулированного материала, окончательного рассева на товарные фракции пропантов.

Предварительный обжиг исходного сырья (каолина или глины) чаще всего рекомендуется проводить при температурах 700 – 900 °С, поскольку считается, что выше этих температур начинается первичная кристаллизация муллита и, соответственно, значительное снижение поверхностной энергии порошкообразного материала, что затрудняет процесс грануляции при получении гранул с низкой пористостью. Однако в ряде случаев предлагается повышение температуры термической обработки глинистого и другого алюмосиликатного и глиноземистого сырья проводить при более высоких температурах - от 1025 до 1145 °С. Положительный эффект такой высокотемпературной подготовки сырьевых компонентов связывают с полным разложением структуры каолинита, началом образования кристаллов муллита, выделением и модификационными превращениями стеклофазы. Такие разноречивые сведения обуславливают необходимость детальных исследований влияния температуры подготовки алюмосиликатного сырья на прочностные показатели керамических пропантов.

С этой целью в работе термодготовка каолинов и иксинской глины проводилась при температуре 900 °С и температуре 980 °С. Выбор температуры подготовки 900 °С определялся полным завершением процесса дегидратации глинообразующего минерала каолина (каолинита). В этом случае реакция синтеза муллита переносится на стадию обжига гранул. Целесообразность использования температуры подготовки сырья равной 980 °С обусловлена процессом формирования из метакаолинита дефектной и поэтому реакционноактивной муллитоподобной фазы (или скрытокристаллического муллита).

Свойства полученных пропантов приведены в таблице 2.

Таблица 2

Влияние температуры термообработки каолина на свойства формованных образцов и гранулированного материала (пропантов)

Вид сырья	Обозновский каолин КО-1				Боровичско-любыйтинский каолин КБЛПС-1				Глина иксинская ГИО-2		
	1450		1500		1450		1500		1450		
Температура обжига гранул, °С											
Давление разрушения гранул, МПа	52	70	52	70	52	70	52	70	52	70	
<i>Свойства пропантов при температуре подготовки сырья 850°С</i>											
доля разрушенных гранул, %	16/20	18,1	-	22,9	-	39,6	-	28,3	-	не опред.	
	20/40	6,9	-	10,9	18,9	16,9	-	9,6	-		
насыпная плотность гранул фракции, г/см ³	16/20	1,69		1,70		1,59		1,62			
	20/40	1,66		1,66		1,62		1,60			
<i>Свойства пропантов при температуре подготовки сырья 980°С</i>											
доля разрушенных гранул, %	16/20	13,5	-	18,6	-	28,0	-	не опр.		21,0	
	20/40	5,9	11,4	-	10,3	6,8	11,5			-	11,0
насыпная плотность гранул фракции, г/см ³	16/20	1,69		1,66		1,62				не опр.	1,90
	20/40	1,67		1,68		1,58					1,83

Анализ полученных данных (таблица 2) свидетельствует о различной степени активности исследуемых каолинов в процессе формирования прочностных свойств пропантов на их основе. В частности спекающий обжиг уже при температуре 1450 °С гранул из обозновского каолина, прокаленного при температуре 850 °С, обеспечивает получение пропантов с плотностью 1,66 – 1,69 г/см³, выдерживающих разрушающие давления до 52 МПа, в то время как пропанты из боровичско-любыйтинского каолина, полученные при аналогичных условиях,

не отвечают соответствующим требованиям. Повышение температуры прокаливания обоих каолинов до 980 °С обеспечивает существенное улучшение прочностных свойств гранулированного материала после спекающего обжига как при температуре 1450 °С, так и при температуре 1500 °С. Что касается использования иксинской глины в технологии алюмосиликатных пропантов, то ее термообработка при температуре 980 °С, обеспечивает при температуре спекающего обжига 1450 °С более тяжелых пропантов (по сравнению с пропантами на основе каолинов) с насыпной плотностью до 1,83 -1,90 г/см³, выдерживающих разрушающие давления до 70 МПа.

Таким образом, на данном этапе исследований установлено, что повышение температуры предварительной термообработки исследуемого глинистого сырья с 850 до 980 °С обеспечивает его повышенную активность в последующем спекающем обжиге гранулированного материала. Для доведения прочностных показателей алюмосиликатных пропантов до требуемого уровня предполагается проведение исследований в направлении дальнейшей активизации процессов фазообразования и спекания алюмосиликатной керамики на основе огнеупорного глинистого сырья добавками оксидов-минерализаторов.

Литература

1. Вакалова Т.В., Погребенков В.М., Решетова А.А. Критерии выбора глинистого сырья для получения алюмосиликатных пропантов // Стекло и керамика. – М., 2009. – №9. – С. 10–14.
2. Вакалова Т.В., Решетова А.А. Алюмосиликатные керамические пропанты на основе огнеупорного глинистого сырья // Новые огнеупоры. – М., 2010. – № 4. – С. 45.

ВЛИЯНИЕ ДИСПЕРСНОСТИ ИСХОДНОГО КРЕМНЕЗЕМИСТОГО СЫРЬЯ НА СВОЙСТВА ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННОГО СТЕЛКОКРИСТАЛЛИЧЕСКОГО МАТЕРИАЛА

Н.А. Сеник

Научный руководитель профессор Т.В. Вакалова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

«Давайте просто вдумаемся: по потерям энергии в тепловых сетях наша страна занимает первое место в мире. Это плохой рекорд...» (президент России Д.Медведев, вступительное слово на совещании по вопросам экологической эффективности экономики России 3 июня 2008 года, Москва, Кремль).

Основным видом производимых в России утеплителей являются «эффективные» утеплители – минераловатные изделия и изделия из пенополистирола, доля которых в общем объеме производства составляет 60-80 %. Массовое использование данных материалов объясняется их низкой ценой, мощной рекламой в СМИ и финансовой поддержкой иностранных монополий. Однако, имеется ряд существенных недостатков, таких как их недолговечность, токсичность, горючесть. Применение таких утеплителей требует решения целого ряда вопросов – способов их крепления, защиты от влаги и механических повреждений. Минераловатные изделия обладают очень высоким водопоглощением, а использование органического связующего резко снижает максимальную температуру их применения. К серьезному недостатку таких материалов относится саморазрушение их волокон, что небезопасно для здоровья человека, и ведет к потере теплоизолирующей способности.

Пеностекло – это пористый негорючий материал неорганического состава с прекрасными теплоизоляционными свойствами, имеющий достаточную прочность, малое водопоглощение, высокую морозостойкость и практически неограниченную долговечность. Важным свойством является его экологическая безопасность, т.е. полное отсутствие токсичных выделений при эксплуатации в экстремальных случаях, например, при пожаре. Таким образом, получение эффективного пеностеклянного материала с необходимыми характеристиками, позволит решить многие проблемы, связанные с дефицитом высокоэффективного и безопасного теплоизоляционного материала.

Основной компонент сырья, используемый для получения теплоизоляционного гранулята, является диатомит. Диатомиты (горная мука) представляют собой рыхлые, тонкодисперсные легкоплавкие осадочные кремнеземистые породы, образованные из остатков микроскопических водорослей и скелетов радиолярий. На макроуровне прослеживается наличие, в основном, панцирей и створок диатомовых водорослей, а также радиолярий и спикул губок размером от 10 до 20 мкм.

Средний химический состав диатомита Инзенского диатомита представлен в таблице 1.

Таблица 1

Химический состав диатомитовой породы Инзенского месторождения

Порода	Содержание оксидов, мас. %								
	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	TiO ₂	CaO	MgO	K ₂ O	Na ₂ O	m _{прк}
Диатомитовая порода	83,0	5,62	2,59	0,34	0,36	0,68	0,93	0,07	6,27

Таким образом, природная дисперсность и химический состав диатомита позволяют использовать его как кремнеземистый компонент для получения теплоизоляционных заполнителей и наполнителей по технологии, исключающей предварительную варку стекла или использование стеклобоя, а также ввести в промышленный

оборот колоссальные запасы аморфного кремнеземистого материала и восполнить дефицит качественного сырья на рынке.

Основные стадии получения гранулированного продукта - это получение гранулята в высокоинтенсивном смесителе-грануляторе, их сушка, вспенивание и классификация.

Целью данной работы явилось установление влияния процессов сушки и помола для подготовки исходного сырья на свойства промежуточного, а затем конечного продукта. Для осуществления операций сушки и помола диатомитовой породы были использованы: молотковая мельница тангенциальная (ММТ) совмещающая операции сушки и помола в одном агрегате (t сушильных газов = 750 °С, конечная влажность менее 5,0 %); сушильный автомат-измельчитель (20А Atritor), совмещающий операции сушки и помола материала в одном аппарате с конечной влажностью продукта менее 6,0 % (t сушильных газов 400 и 550 °С); сушильный барабан и шаровая мельница (ШМ) с керамической футеровкой (температура сушки 300 °С, конечная влажность менее 3,5 %); муфельный шкаф и шаровая мельница с керамической футеровкой (температура сушки 250, 300 и 400 °С, конечная влажность менее 3,5 %). Свойства диатомита, полученного различными способами при температурах от 250 до 750 °С, представлены в таблице 2 и на рисунке 1.

Таблица 2

Влияние условий подготовки на физико-механические свойства диатомитовой породы

Наименование показателей	Способы сушки и измельчения диатомитовой породы						
	в молотковой тангенциальной мельнице совмещением сушкой	в шаровой мельнице			в сушильном автомате – измельчителе 20А Atritor		
		после сушки диатомита в сушильном шкафу				после сушки в сушильном барабане	
Температура сушильного агента, °С	750	250	300	400	300	400	550
Условия термоизмельчения	до влажности менее 5%	до влажности менее 3,5 % время измельчения – 30 мин			до влажности менее 6 %		
<i>Свойства продукта подготовки</i>							
Влажность, %	3,5-5,0	2,5	3,0	2,5	2,5-3,0	2,6	3,0
Насыпная масса, кг/м ³	370	310-330	310-330	310-330	310-330	350-360	350
Удельная поверхность, см ² /г	13000-14000	23600	23100	22500	22000-24000	11500	11500-12000
Остаток на сите 045, %	25,3	16,5	17,3	14,8	18,6	13,7	10,7
Дисперсность, мкм						1,9	
d10	1,60	1,4-1,5				7-7,5	1,7
d50	11,0-12,0	6,5-8,5				22,0-	6,51
d90	50,0-60,0	32,1-35,8				25,0	19,6
d99	> 100,0	71,0-73,0				47,0-	41,5
						57,0	

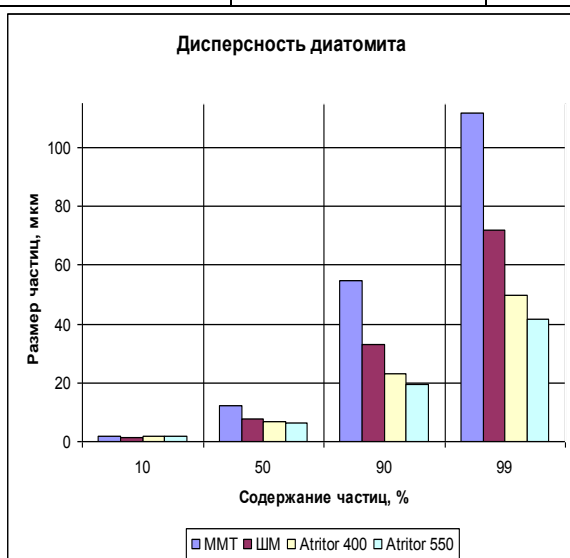


Рис. 1. Кривая распределения частиц диатомита: условные обозначения помольного оборудования см. по тексту

Сопоставление полученных данных свидетельствует о том, что дисперсность диатомита, полученного на агрегате 20А Atritor, находится в достаточно узком интервале распределения размера частиц. Кривая распределения выглядит очень сжатой, без «хвоста» закрупленных частиц.

Что касается влияние сушки диатомитовой породы, то достаточно сложно однозначно оценить влияние температуры в данной серии экспериментов, поскольку в агрегатах, совмещающих в себе сушку и помол, материал находится секунды, тогда как в сушильном шкафу и сушильном барабане воздействие на материал составляет более 30 минут. При одинаковой температуре сушки получаются различные данные. Непосредственно на конечные характеристики порошка диатомита влияет вид измельчения. Так, например, при

практически одинаковой удельной поверхности продукта измельчения, можно получить разную дисперсность, что говорит о том, что частицы, получаемые в результате механического и температурного воздействия на материал, возможно, имеют различную форму.

Для получения гранулированного пеностекла используется термохимическая обработка кремнеземистого сырья.

В работе в качестве основных компонентов применяются диатомит, каустическая сода и порообразователь.

Существуют работы по получению пеностекла гидротермальным способом на основе диатомита и раствора каустической соды (технология «ГРАСТЕК»), но данный способ не дает хороших результатов. При размере гранул 3-10 мм, плотность готового продукта составляет 90-400 кг/м³. Кроме того, этот способ очень энергозатратный, поскольку включает в себя долговременную температурную обработку при сушке и вспенивании (не менее 6 часов).

Известны работы по созданию стеклокристаллического материала с использованием предварительной операции по термообработке шихты и синтеза стеклогранулята при температуре 900-950 °С.

Принципиальное отличие данной технологии от всех остальных заключается в исключении энергозатратных операций по варке специального стеклобоя и его последующего трудоемкого помола, исключение операций по термообработке шихты или долговременной температурной обработки.

Характеристики готового продукта, представлены в таблице 3.

Таким образом, удалось получить результаты соизмеримые с зарубежными аналогами (компания DENNERT PORAVER, таблица 4), причем для наилучшего результата по показателям продукции, размер частиц сырья (диатомита) должен быть менее 80 мкм, а пик (d_{50}) приходится на 6-8 мкм.

Таблица 4

Сравнительная характеристика по показателям качества

Производитель	Фракционный состав	Объемная плотность, кг/м ³	Теплопроводность, Вт/м·К	Механическая прочность, МПа
ГРАНУЛИРОВАННОЕ ПЕНОСТЕКЛО (ООО НТЦ «СМиТ»)	4,0-8,0 мм	180±20	0,066 ^{+0,005}	-
	2,0-4,0 мм	190±20	0,070 ^{+0,005}	1,3
	1,0-2,0 мм	230±30	0,073 ^{+0,005}	1,6
	0,5-1,0 мм	250±30	0,075 ^{+0,005}	-
DENNERT PORAVER	4,0-8,0 мм	180±20	0,07	1,2
	2,0-4,0 мм	190±20	0,07	1,4
	1,0-2,0 мм	230±30	-	1,6
	0,5-1,0 мм	270±30	-	1,8

Полученный результат позволяет составить конкуренцию по всем показателям качества зарубежному аналогу и даже превосходить некоторые из них.

Достоинствами данной технологии по сравнению с известными технологиями производства пеностекла являются снижение трудоемкости и энергозатрат. Энергосбережение предлагаемой технологии обеспечивается исключением традиционных операций мелкодисперсного дробления (помола) исходного материала за счет природной пористой структуры диатомита, и более низкими температурами термохимического вспенивания полуфабриката.

Таблица 3

Влияние способа подготовки диатомитовой породы на свойства гранулированного стеклокристаллического материала

№ п/п	Способ и условия подготовки диатомитовой породы	Физико-механические свойства гранулированного продукта			
		фракционный состав	насыпная масса, кг/м ³	теплопроводность, Вт/м·К	механическая прочность, МПа
<i>совмещение процессов сушки и измельчения диатомита</i>					
<i>в молотковой тангенциальной мельнице</i>					
1	температура сушильного агента 750 ⁰ С	4,0-8,0 мм	188	0,079	-
		2,0-4,0 мм	207	0,082	1,4
		1,0-2,0 мм	240	0,084	1,5
		0,5-1,0 мм	297	0,093	-
<i>в сушильном автомате – измельчителе Atritor</i>					
2	температура сушильного агента 400 ⁰ С	4,0-8,0 мм	175	0,066	-
		2,0-4,0 мм	196	0,070	1,3
		1,0-2,0 мм	229	0,073	1,6
		0,5-1,0 мм	253	0,077	-
3	температура сушильного агента 550 ⁰ С	4,0-8,0 мм	178	0,069	-
		2,0-4,0 мм	205	0,071	1,3
		1,0-2,0 мм	235	0,075	1,7
		0,5-1,0 мм	268	0,073	-

разделение процессов сушки и измельчения диатомита					
в шаровой мельнице					
4	после сушки в сушильном барабане при 300°C	4,0-8,0 мм	168	0,068	-
		2,0-4,0 мм	200	0,070	1,2
		1,0-2,0 мм	226	0,073	1,4
		0,5-1,0 мм	265	0,079	-
5	после сушки в сушильном шкафу при 250 °С	4,0-8,0 мм	150	0,061	-
		2,0-4,0 мм	173	0,063	0,8
		1,0-2,0 мм	208	0,065	1,1
		0,5-1,0 мм	238	0,067	-
6	после сушки в сушильном шкафу при 300	4,0-8,0 мм	167	0,068	-
		2,0-4,0 мм	196	0,069	1,5
		1,0-2,0 мм	229	0,071	1,6
		0,5-1,0 мм	259	0,073	-
7	после сушки в сушильном шкафу при 400 °С	4,0-8,0 мм	179	0,066	-
		2,0-4,0 мм	207	0,068	1,5
		1,0-2,0 мм	245	0,074	1,8
		0,5-1,0 мм	277	0,077	-

ПОРИСТЫЙ ГРАНУЛИРОВАННЫЙ СТЕЛКОКРИСТАЛЛИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ НА ОСНОВЕ ДИАТОМИТОВОЙ ПОРОДЫ

Н.А. Сенник

Научный руководитель профессор Т.В. Вакалова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Эффективная теплоизоляция зданий и сооружений с целью энергосбережения имеет особое значение: устройство теплозащиты достаточного уровня позволяет экономить до 50 % энергии, расходуемой на отопление. Пористые гранулированные материалы на основе природного и техногенного сырья используются в качестве теплоизоляционной засыпки и в качестве заполнителя в производстве бетонов. За рубежом доля пористых заполнителей, созданных искусственно, составляет около 80 % от всего объема производства заполнителей. В России большое распространение получил керамзит, который применяется при изготовлении стеновых панелей и теплоизоляционной засыпки. Другим эффективным теплоизоляционным материалом является пеностекло, получение которого происходит путем совместного помола дорогостоящего стекольного боя с газообразователем и вспениванием при температуре 850-860 °С. Трудностями производства такого пеностекла являются постоянный поиск подходящего стекольного боя и закупка его в необходимых количествах.

В условиях постоянного роста цен на энергоносители перспективным становится поиск новых эффективных теплоизоляционных пористых материалов, полученных по низкотемпературной технологии. Одним из возможных альтернативных источников получения качественной теплоизоляции является использование природного кремнеземистого сырьевого материала – диатомита, и разработка технологии на его основе, что позволяет снизить температуру вспенивания до 800 °С, и ввести в оборот колоссальные запасы сырья.

Диатомиты – легкие тонкопористые породы, сложенные в основной массе мельчайшими опаловыми створками (или их обломками) диатомовых водорослей – диатомей. Это первичная осадочная порода, формирующаяся из диатомового ила и содержащая до 60 % растворимого и до 90 % общего кремнезема. Окраска диатомитов белая, желтовато-серая, светло-серая, иногда темно-серая, и буровато-серая. Темный и бурый цвет диатомитов связан с наличием органических примесей, в том числе растительных остатков. Поры и стенки пор диатомей часто имеют наноразмеры, что дает основания относить диатомит к наноматериалам. На рисунке 1 видно, что каждая створка диатомей в составе диатомита обладает четко упорядоченной микро- и нанопористой структурой. Этой структурой, упорядоченным распределением пор по размерам обеспечиваются низкая плотность диатомита, его высокие теплоизолирующие характеристики.

В работе использована диатомитовая порода Инзенского месторождения (Ульяновская область). Химический состав приведен в таблице 1.

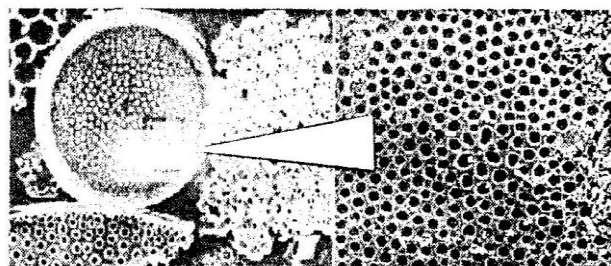


Рис. 1. Створки диатомей и их структура

Таблица 1

Химический состав диатомитовой породы Инзенского месторождения

Порода	Содержание оксидов, мас. %								
	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	TiO ₂	CaO	MgO	K ₂ O	Na ₂ O	m _{прк}
Диатомитовая порода	83,0	5,62	2,59	0,34	0,36	0,68	0,93	0,07	6,27

Минералогический состав диатомитовой породы по данным рентгеновского анализа (рисунок 2) представлен в основном аморфным и кристаллическим кремнеземом, о чем свидетельствует наличие «гало» на рентгеновской дифрактограмме в области 0,30 - 0,50 нм и рефлексы кварца с межплоскостными расстояниями, равными 0,426, 0,335 и 0,182 нм, глинистой составляющей в виде монтмориллонита (1,44 нм), гидрослюды (1,00 и 0,498 нм) и каолинита (0,717 нм), полевым шпатом (0,3201 нм) и др.

Основные компоненты, используемые при получении гранулированного стеклокристаллического материала: диатомит, едкий натрий гранулированный СТО 00203275-206-2007 производства ОАО «Каустик», г. Волгоград и углеродсодержащая порообразующая добавка. Использование диатомитовой породы обусловлено наличием располагающегося вблизи действующего предприятия карьера аморфного кремнеземистого материала с разведанными запасами

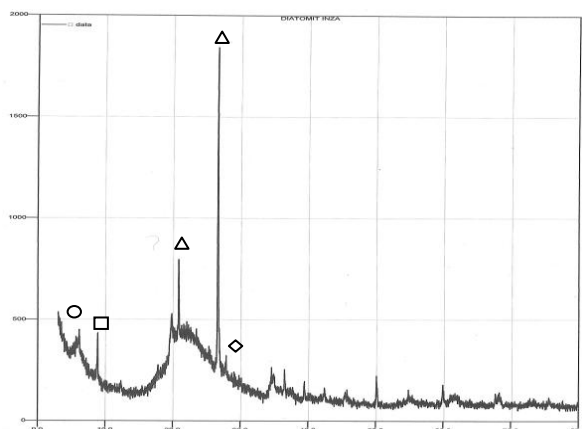


Рис. 2. Дифрактограмма диатомита Инзенского месторождения:

△ - кварц, ○ - монтмориллонит, □ - мусковит, ◇ - полевой шпат

высушивался и вспенивался.

Фазовый состав полученного стеклокристаллический гранулята (рисунок 4) позволяет говорить о том, что кристаллическая фаза сохраняется с идентификацией всех рефлексов кварца, на рентгеновской дифрактограмме, а монтмориллонит, полевой шпат в результате термической обработки разлагаются.

Характеристики готового продукта оценивали по ГОСТ 9758-86 «Заполнители пористые неорганические для строительных работ». Полученные результаты представлены в таблице 2.

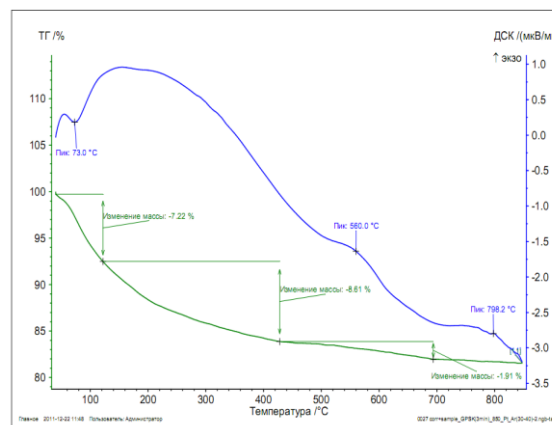


Рис. 3. ДСК-кривая шихты на основе диатомита

сырья 16 371 тыс. тонн. Гидроксид натрия позволяет снизить температуру вспенивания материалов до 800 °С, а также исключить энергозатратную стадию варки стекла, сокращая процесс получения гранул до стадий смешивания, сушки и вспенивания. Использование углеродсодержащего газообразователя позволяет интенсифицировать процесс вспенивания для получения минимальной плотности с сохранением оптимальной прочности.

Проведенный термический анализ в режиме непрерывного нагревания исходной шихты (рисунок 3) свидетельствует о ее ступенчатой дегидратации в интервале температур 20 – 100 °С (потери массы – 7,2%), 100 - 400 °С (потери массы 8,6%) и о наличии на кривой ДТА эндотермического эффекта с минимумом при 73°С, в совокупности связанных с удалением адсорбционной влаги, как из составляющих компонентов шихты, так и из структуры диатомита, а также процессами выгорания углеродсодержащего компонента шихты.

Формование гранул проводилось в интенсивном смесителе-грануляторе при вращении завихрителя 2500 об/мин. При этом происходит разогрев смеси в смесителе до температуры 74-76 °С за счет экзотермической реакции взаимодействия щелочного компонента с водой. Затем гранулят

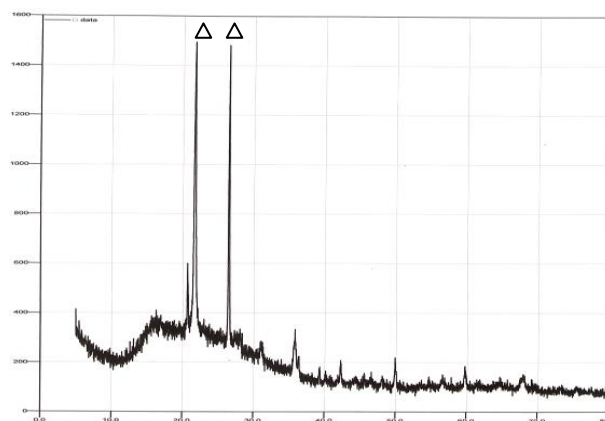


Рис. 4. Диффрактограмма полученного стеклокристаллического материала: Δ - кварц

Таблица 2

Характеристики готового продукта

Производитель	Фракционный состав	Объемная плотность, кг/м ³	Теплопроводность, Вт/м·К	Механическая прочность, МПа
Стеклокристаллический материал	4,0-8,0 мм	180±20	0,068 ^{+0,005}	-
	2,0-4,0 мм	190±20	0,070 ^{+0,005}	1,3
	1,0-2,0 мм	230±30	0,073 ^{+0,005}	1,6
	0,5-1,0 мм	250±30	0,075 ^{+0,005}	-

Сравнивая полученные данные с известными строительными материалами (таблица 3), можно с уверенностью заявить о возможности получения теплоизоляционного стеклокристаллического гранулята с хорошими свойствами по низкотемпературной технологии.

Таблица 3

Сопоставление свойств разработанного материала с аналогами

Наименование характеристик	Керамзит	Традиционное пеностекло из стеклобоя	Гранулированное пеностекло DENNERT PORAVER	Стеклокристаллический материал, разработанный в ООО НТЦ «СМиТ»
Насыпной вес, кг/м ³	290 -400	150-250	160-500	160-500
Механическая прочность, МПа	0,9-3,0	0,3-1,5	1,2-2,8	1,0-3,0
Теплопроводность, Вт/м*К	0,08-1,15	0,05-0,08	0,07	0,06-0,09

Таким образом, разработанный технологический процесс позволяет организовать производство легких пористых заполнителей и наполнителей непосредственно вблизи источника сырья, обеспечивая выпуск новой продукции, позволяющей сократить импорт и увеличить экспорт, а также ввести в оборот запасы аморфного кремнеземистого сырья для восполнения дефицита качественного сырья по производству стекольной шихты.

ВЫСОКОПРОЧНЫЕ БЕТОНЫ НА ОСНОВЕ ШЛАКОЩЕЛОЧНОГО ВЯЖУЩЕГО

Н.С. Сенников

Научный руководитель профессор В.А. Лотов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Потребность в высокопрочных бетонах растет по мере совершенствования методов расчета и возведения большепролетных и сильно нагруженных несущих конструкций. Высокопрочные бетоны в этих случаях позволяют перейти на более эффективные сечения элементов, уменьшить расход бетона и существенно снизить собственный вес конструкций, что может повысить конкурентоспособность железобетона с другими современными конструкционными материалами и расширить область его применения [1].

Шлакощелочные вяжущие (ШЩВ) предложены и исследованы под руководством В.Д. Глуховского в Киевском национальном университете строительства и архитектуры [2]. Необходимое условие активности шлаков - это наличие стекловидной фазы, способной взаимодействовать со щелочами. Тонкость помола должна соответствовать удельной поверхности не менее 300 м²/г. Кроме того, прочность ШЩВ очень сильно зависит от модуля и концентрации жидкого стекла, используемого в качестве жидкости затворения. Поэтому целью настоящей работы является выявление действия этих параметров на прочность ШЩВ и выбор состава мелкозернистого бетона на этом вяжущем. В работе использовались доменный шлак Кузнецкого

металлургического завода (г. Новокузнецк), жидкое стекло с модулем $m=3$ и строительный песок с модулем крупности с $M_{кр}=2,5$ по ГОСТ 8736-93. Модуль жидкого стекла понижали добавкой гидроксида натрия.

Экспериментальные образцы готовились из смесей шлака и жидкого стекла. Результаты влияния этих параметров представлены в табл. 1. Мелкозернистый бетон готовился из смеси песка, шлака и жидкого стекла. Из полученных смесей пластичной консистенции формовались образцы размером $3*3*3$ см, которые твердели в ванной с гидравлическим затвором. После определения сроков твердения у образцов определялась прочность при сжатии. Результаты представлены в табл.2.

Таблица 1

Активность ШЩВ в зависимости от модуля и концентрации жидкого стекла

Жидкое стекло		Предел прочности при сжатии, МПа				
С, %	m	1 сут	3 сут	7 сут	14 сут	28 сут
5	1,2	1	50	87	86	105
	1,5	1	38	68	71	93
	1,8	1	39	65	68	88
	2,0	1	38	61	62	84
6	1,2	46	67	90	105	114
	1,5	34	60	67	77	94
	1,8	29	56	75	81	90
	2,0	28	51	67	78	89
7	1,2	50	76	100	105	123
	1,5	53	60	84	95	102
	1,8	47	57	76	90	95
	2,0	33	57	67	88	93

Из таблицы 1 следует, что при увеличении концентрации жидкого стекла и снижении его модуля, шлакощелочное вяжущее интенсивнее набирает прочность в процессе твердения. Исходя из этих результатов, были подобраны составы мелкозернистого бетона.

Таблица 2

Предел прочности при сжатии мелкозернистого ШЩВ на жидком стекле с концентрацией 7% от массы шлака

Модуль жидкого стекла	Шлак/Песок	Предел прочности при сжатии, МПа				
		1 сут	3 сут	7 сут	14 сут	28 сут
2	70:30	6	47	85	84	88
	60:40	5	45	67	73	73
	50:50	4	45	61	67	69
	40:60	3	36	49	56	64
	30:70	2	4	46	50	60
1,2	70:30	38	72	90	95	110
	60:40	35	67	84	91	98
	50:50	31	60	76	85	93
	40:60	25	40	62	70	84
	30:70	12	20	54	61	76

На основании результатов работы можно сделать выводы о возможности получения прочных мелкозернистых бетонов на основе шлакощелочного вяжущего и строительного песка. Прочность бетона увеличивается при использовании жидкого стекла с $m=1,2$. Используя составы с соотношением шлак/песок = (70/30) – (50/50) можно получать бетоны с прочностью при сжатии в пределах 93-110 МПа.

Литература

1. Гершберг О.А. Технология бетонных и железобетонных изделий. – Москва: Стройиздат., 1971. С. – 78-80.
2. Глуховский В.Д. Шлакощелочные цементы и бетоны. – Киев: Будивельник, 1978. – 178 с.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СОСТАВОВ ОСОБО ТЯЖЕЛЫХ БЕТОНОВ

Е.А. Сударев

Научный руководитель профессор В.А. Лотов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современное развитие науки и техники определяется созданием широкой гаммы новых материалов как общестроительного, так и специального назначения. К числу таких материалов относятся особо тяжелые бетоны для защиты от радиации.

Из всех радиоактивных излучений наибольшей проникающей способностью обладают гамма- и нейтрон-излучения. В связи с этим особо тяжелые бетоны для защиты от радиации и γ -лучей изготавливают, как правило, на тяжелых заполнителях из чугунного скрапа, железной руды, барита, лимонита, магнетита и др [1].

Поэтому целью настоящего сообщения является ознакомление с расчетами составов особо тяжелых бетонов на различных заполнителях.

Расчет составов особо тяжелых бетонов основывается на методе абсолютных объемов. Основным условием которого является то, что сумма абсолютных объемов всех компонентов бетона равна 1 м^3 (1000 л), т.е.

$$\frac{Ц}{\rho_{ц}} + \frac{В}{\rho_{в}} + \frac{МЗ}{\rho_{мз}} + \frac{КЗ}{\rho_{кз}} = 1,$$

где Ц, В, МЗ, КЗ – соответственно расходы на 1 м^3 бетонной смеси цемента, воды, мелкого и крупного заполнителей, кг

$\rho_{ц}, \rho_{в}, \rho_{мз}, \rho_{кз}$ - истинные плотности этих материалов, кг/м^3 ,

$\frac{Ц}{\rho_{ц}}, \frac{В}{\rho_{в}}, \frac{МЗ}{\rho_{мз}}, \frac{КЗ}{\rho_{кз}}$ – абсолютные объемы материалов, м^3 .

В качестве исходных материалов при проектировании составов особо тяжелых бетонов были использованы: портландцемент марки 500Д0 Топкинского цементного завода (ГОСТ 10178-85), мелкодисперсный стеклозаполнитель (МДСЗ) и крупный заполнитель (магнетит и барит).

Основные характеристики мелкого и крупного заполнителей представлены в таблицах 1-2.

Таблица 1

Характеристики мелкого заполнителя для особо тяжелых бетонов

№	Вид заполнителя	Истинная плотность, кг/м^3	Насыпная плотность, кг/м^3	Удельная поверхность, $\text{м}^2/\text{г}$	Модуль крупности
1	МДСК	5180	1786	240	2,45

Таблица 2

Характеристики крупных заполнителей для особо тяжелых бетонов

№	Вид заполнителя	Плотность, кг/м^3	Прочность на сжатие, МПа	Водопоглощение, % по массе
1	Магнетит (Fe_3O_4)	4650	200	до 2
2	Барит (BaSO_4)	3600	40	до 2

На основании исследованных заполнителей (крупных и мелкого), был проведен расчет состава особо тяжелого бетона, по результатам которого был установлен расход сырьевых материалов на 1 м^3 особо тяжелого бетона.

Приведем пример расчета состава особо тяжелого бетона с учетом использования максимально прочного крупного заполнителя (магнетита).

1. Водоцементное отношение вычисляем по формуле:

$$\frac{В}{Ц} = \frac{AR_{ц}}{(R_{б} + A \cdot 0,5R_{ц})},$$

где $A = 0,65$ - коэффициент для высококачественных бетонов;
 $R_{ц} = 47,5 \text{ МПа}$ – активность портландцемента марки ПЦ М500 Д0;
 $R_{б} = 400$ – прочность бетона для марки М400.

$$\frac{В}{Ц} = \frac{0,65 \cdot 475}{(400 + 0,65 \cdot 0,5 \cdot 475)} = 0,55.$$

2. Расход воды на основании осадки конуса, равной 8-9 см составляет $В=218 \text{ л/м}^3$.

3. Расход цемента вычисляется по формуле $Ц = \frac{В}{(\frac{В}{Ц})} = \frac{218}{0,55} = 396 \text{ кг/м}^3$.

4. Пустотность магнетита (Fe_3O_4) составляет: $\Pi = 1 - (\frac{\rho_{н}}{\rho_{и}}) = 1 - (\frac{2880}{4650}) = 0,38$,

где $\rho_{н} = 2880 \text{ кг/м}^3$ – насыпная плотность магнетита;
 $\rho_{и} = 4650 \text{ кг/м}^3$ - истинная плотность магнетита;

5. Расход магнетита вычисляется по формуле:

$$M = \frac{1000}{\alpha \cdot (\frac{\Pi}{\rho_{н}}) + (\frac{1}{\rho_{и}})} = \frac{1000}{1,40 \cdot (\frac{0,38}{2,880}) + (\frac{1}{4,650})} = 2501 \text{ кг/м}^3,$$

где $\alpha = 1,40$ – коэффициент раздвижки.

6. Расход мелкодисперсного стеклозаполнителя (МДСЗ), вычисляется по формулам:

$$\text{МДСЗ} = [1000 - (\frac{\text{Ц}}{\rho_{\text{ц}}} + \text{В} + \frac{\text{М}}{\rho_{\text{м}}})] \cdot \rho_{\text{мдсз}} = [1000 - (\frac{396}{3,186} + 207 + \frac{2501}{4,650})] \cdot 5,180 = 678 \text{ кг/м}^3,$$

где $\rho_{\text{ц}} = 3186 \text{ кг/м}^3$ - истинная плотность цемента;
 $\rho_{\text{м}} = 4650 \text{ кг/м}^3$ - истинная плотность магнетита;
 $\rho_{\text{мдсз}} = 5180 \text{ кг/м}^3$ - истинная плотность МДСЗ.

Плотность бетонных смесей равна: $396 + 207 + 2501 + 678 = 3782 \text{ кг/м}^3$.

Состав проверяют и при необходимости уточняют на пробных замесах [2].

Таким образом, на 1 м^3 особо тяжелого бетона необходимо следующее количество сырьевых материалов таблица 3.

Таблица 3

Расход сырьевых материалов на 1 м^3 особо тяжелого бетона

№ состава	Расход сырьевых материалов на 1 м^3 бетонной смеси, кг			
	Цемент	МДСЗ	Магнетит (Fe_3O_4)	Вода
1	396	678	2501	207

Примечание: 1. Полученный состав проверяют и при необходимости уточняют на пробных замесах (подбирают оптимальное В/Ц отношение, контролируют осадку конуса). 2. Расход воды на бетон, полученный с использованием МДСЗ меньше, т.к. водопотребность МДСЗ минимальна.

На основании проведенных расчетов сырьевых материалов для данного вида бетона, в лаборатории был получен особо тяжелый бетон, по следующей технологии. Увлажненную до 8 % смесь мелкодисперсного стеклозаполнителя (МДСЗ) и портландцемента подавали в центробежный смеситель и перемешивали в течение 60 сек.

Далее полученную смесь перемешивали в бетоносмесителе с крупным заполнителем (магнетит, либо барит) и остаточным количеством воды в течение 2 мин (требование к особо тяжелым бетонам) до получения однородной бетонной смеси, из которой формовали образцы-кубы размером $10 \times 10 \times 10 \text{ см}$, у которых определялась прочность при сжатии после твердения в воздушно-влажных условиях в течение 28 суток.

Прочность контрольных образцов и образцов, полученных путем предварительной обработки смеси цемента и мелкодисперсного стеклозаполнителя в центробежном смесителе (с различными крупными заполнителями) представлены в таблице 4.

Таблица 4

Прочность бетонных образцов на различных крупных заполнителях

№ состава	Вид крупного заполнителя	Прочность образцов после 28 суток, МПа	
		Контрольные	Активированные, $\tau = 60 \text{ сек}$
1	Магнетит (Fe_3O_4)	48	57
2	Барит (BaSO_4)	35	43

Из анализа таблице 4 видно, что максимальной прочностью обладают образцы, на магнетите, т.к. он является более прочным заполнителем (см. таблицу 2).

Что же касается образцов, полученных путем предварительной обработки увлажненной смеси цемента и мелкодисперсного стеклозаполнителя, то из таблицы видно, что прочность данных образцов, превышает прочность образцов, полученных по традиционной технологии в среднем на 20 %.

Литература

1. Баженов Ю.М., Демьянова В.С., Калашников В.И. Модифицированные высококачественные бетоны. – М.: Издательство Ассоциации строительных вузов, 2006. – 368 с.
2. Баженов Ю.М., Комар А.Г. Технология бетонных и железобетонных изделий. – М.: Стройиздат, 1984. – 672 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГИДРОКАРБОАЛЮМИНАТНЫХ СОЕДИНЕНИЙ КАЛЬЦИЯ ДЛЯ ОЧИСТКИ АЛЮМИНАТНЫХ РАСТВОРОВ ГЛИНОЗЕМНОГО ПРОИЗВОДСТВА

Е.В. Тихонова, М.В. Черкасова

Научный руководитель профессор В.М. Сизяков

Санкт-Петербургский государственный горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

Производство глинозема по схеме Байера сопровождается накоплением в алюминатных растворах растворимых в щелочах органических веществ бокситов. Это оказывает крайне негативное влияние на показатели производства в целом: уменьшается коэффициент использования гидromеталлургического оборудования, снижается качество производимого глинозема.

В современных рыночных условиях, когда борьба идет за десятые доли процента эффективности, решение подобных проблем становится острой задачей.

Предложено множество схем для очистки алюминатных растворов от органических соединений, однако, краеугольным камнем становится экономическая оправданность предлагаемого метода и доступность дополнительных реагентов.

В этой связи особого внимания заслуживают сорбционные методы очистки алюминатных растворов от органических соединений, где в качестве активного агента можно использовать промежуточные продукты технологической цепочки.

Интересно, что не одно десятилетие на предприятиях глиноземного производства во всем мире используют известь в качестве первого помощника для решения таких задач, как регенерация каустической щелочи в «старых» растворах из ее карбонатных форм (каустификация растворов); очистка алюминатных растворов от твердых частиц красного шлама фильтрацией (фильтрующие добавки) и др. Известь, пожалуй, является одним из основных реагентов глиноземного производства после каустика, и потребляется как в виде порошка CaO, так и гашеной форме (известковое молоко).

Дополнительно известно, что в алюминатном растворе CaO взаимодействует гидратированным алюминием, образуя нерастворимые соединения и выделяя его в осадок. Было показано [1,2], что соединения подобного рода, отличаются высокими сорбционными свойствами и легко регенерируются прокалкой – «эффект структурной памяти».

Была проведена серия опытов по определению сорбционной активности гидрокарбоалюминатов кальция в отношении органики алюминатных растворов, полученных от переработки бокситов тропического пояса по технологии Байера в зависимости от продолжительности, температуры процесса и количества вводимого сорбента.

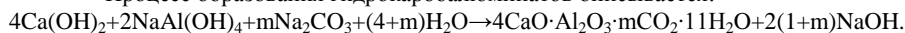
Характеристика объектов исследования.

В качестве исследуемого был взят алюминатный раствор Николаевского глиноземного завода, где переработке подлежат бокситы тропического пояса.

Состав раствора, г/л: 120 Al₂O₃, 250 Na₂O, 220 Na₂O_к, гумины – 0,075, нейтральные соединения – 2,2, карбоновые кислоты – 8,85, фенолы–2,3, ВМС–9.

Гидрокарбоалюминат кальция в лабораторных условиях получали по существующей методике, согласующейся с технологическими условиями производства глинозема [3,4]. Алюминатный раствор смешивали с известью и содой из расчета м.о. CaO/Al₂O₃=3; м.о. CO₂/Al₂O₃=1, температура 60°C, время 1 час.

Процесс образования гидрокарбоалюминатов описывается:



Получали ГКАК 314 г/л; ж:т=2,2; Al₂O₃ 60 г/л; α_к=1,7.

Методика проведения экспериментов.

Исследование сорбции ООВ различными соединениями из упаренного раствора НГЗ проводили путем введения сорбента в нагретый до необходимой температуры раствор (75 мл) при перемешивании его в термостойком стакане стеклянной импеллерной мешалкой, продолжительность обработки сорбентом – 30 мин. Температура поддерживалась с помощью контактного термометра и соответствующей системы регулирования.

По окончании сорбции пульпа фильтровалась на воронке Бюхнера через желтый фильтр в колбу Бунзера. После фильтрации, чтобы компенсировать потери при испарении, объем фильтрата доводили до первоначальной отметки и анализировали на содержание ООВ.

Определение ООВ в растворе.

Концентрацию ООВ в исходном растворе приняли равной 100%. Интенсивность окраски упаренного алюминатного раствора в видимой части спектра (длина волны 440 нм) подчиняется закону Бугера-Ламберта-Бэра. Определение оптической плотности растворов проводилось на фотоколориметре КФК-2МП в стеклянных кюветах толщиной 10 мм со светофильтром, соответствующим эффективной длине волны 440 нм. Раствор сравнения – дистиллированная вода.

Результаты экспериментов.

Значительную сорбционную активность проявляет гидрокарбоалюминат кальция (рисунок 1) по отношению к окрашенной органике (время перемешивания 30 мин). Уже при относительно небольших его добавках (10-20 мл раствора ГКАК) степень сорбции достигает 30-35%. Дальнейшее наращивание массы реагента не приводит к значительным улучшениям показателя.

Серия опытов была проведена для температур 65° и 80°C. Из полученных данных следует, что при повышенных температурах (80 °C) наблюдается некоторое увеличение сорбции, что объясняется активацией ионообменных процессов.

Любопытно отметить, что ГКАК, полученный в производственных условиях Ачинского глиноземного комбината, показал идентичные с лабораторным образцом результаты.

Динамическая характеристика (рисунок 2) наглядно демонстрирует отсутствие необходимости длительного воздействия агента. Начиная с 20-минутной точки и для более продолжительных опытов, кривая принимает однозначный характер с небольшим уклоном в сторону увеличения процента сорбции.

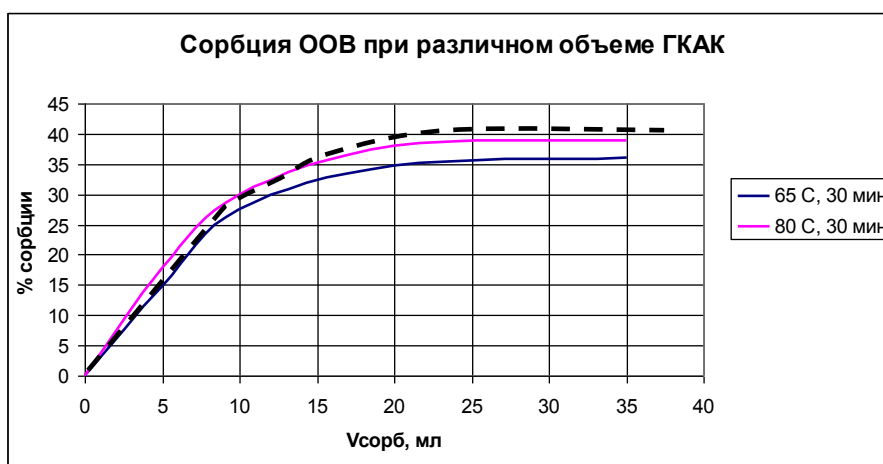


Рис. 1. Зависимость сорбции ООВ от количества вводимого сорбента (для температур 65° и 80°С, время взаимодействия 30 мин)

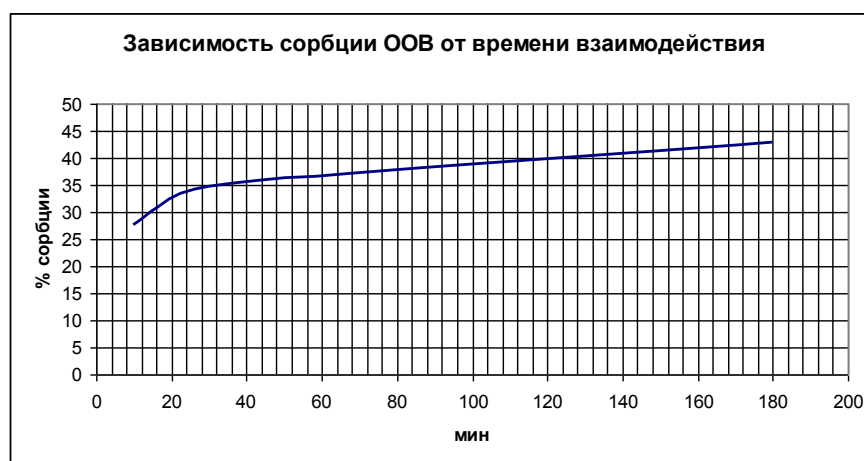


Рис. 2. Динамическая кривая (для 65 °С и V_{ГКАК}=20мл)

Таким образом, гидрокарбоалюминат кальция эффективен по отношению к окрашенной органике алюминатных растворов в относительно небольших количествах при повышенных температурах и времени выкручивания 30 минут. Применение гидрокарбоалюминатов кальция для сорбции органики протекает с высокой эффективностью и образованием соединений, которые затем легко можно регенерировать кальцинацией и использовать повторно, максимально сокращая тем самым расходные статьи..

Литература

1. Elmer T. Carlson Some observations on the calcium aluminate carbonate hydrate/ Elmer T. Carlson, Horace A. Berman// Journal of research of the national Bureau of standarts, 1960. – 4. – p.333-341
2. В-А. Xu Reactions of lime with aluminate-containing solutions/ В-А. Xu, D.E. Giles, I.M. Rithie// Hydrometallurgy, 1997. – p.231-244
3. Сизяков В.М. К вопросу кинетики образования и устойчивости гидрокарбоалюминатов кальция в алюминатно-щелочных растворах/ Сизяков В.М., Исаков А.Е., И.А. Дибров/Цветные металлы, – М., 2000. – № 9.
4. Roman Gabrovsek The preparation and thermal behavior of calcium monocarboaluminate/ Roman Gabrovsek, Tomaz Vuk, Venceslav Kaucic// Acta chim.Slov, 2008. – 55. - p.942-950

ПОЛУЧЕНИЕ СФЕНОВЫХ КЕРАМИЧЕСКИХ ПИГМЕНТОВ ДЛЯ ОКРАШИВАНИЯ ГЛАЗУРИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НЕФЕЛИНОВОГО ШЛАМА

О. В. Тодовянская

Научный руководитель доцент М. Б. Седельникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Цветные глазури нашли широкое применение для декорирования керамических изделий различного назначения. Окрашивание таких стеклопокрытий, их хорошая укрывистость обеспечивается преимущественно за счет введения в составы глазурных суспензий дорогостоящих керамических пигментов. Актуальной задачей

является получение керамических пигментов для глазурей на основе недорогого сырья – промышленных отходов, которые имеют постоянный химический состав, содержат необходимые структурообразующие оксиды (оксиды кремния, алюминия, кальция и др.) и оксиды-хромофоры (оксиды железа, хрома, никеля и др.).

В представленной работе исследовали возможность получения сырых (нефриттованных) керамических глазурей и пигментов с использованием отходов различных производств, а именно нефелинового шлама Ачинского глиноземного комбината и СВД-катализатора – отхода Кемеровского ОАО «Азот».

СВД-катализатор (сульфованадата на диатомите), формула которого $35\text{SiO}_2 \cdot \text{V}_2\text{O}_5 \cdot 3\text{K}_2\text{O} \cdot 6\text{SO}_3$, имеет химический состав мас. %: SiO_2 -64.9; V_2O_5 -6.2; Al_2O_3 -5.2; K_2O -9.1; SO_3 -14.6. [1]. Сырьевыми материалами для СВД-катализатора являются природный диатомит, оксид ванадия (V) и сульфат калия. Диатомит содержит 90% панцирей диатомитовых водорослей, 2-7% кварца, остальное – полевые шпаты, глауконит, слюда. В состав отработанного СВД - катализатора входят как стеклообразующий оксид SiO_2 , так и цветонесущий оксид V_2O_5 . Присутствие в составе катализатора флюсующего компонента K_2O дает возможность использовать данный материал для получения окрашенных стекловидных покрытий.

Нефелиновый шлам - продукт сложного, хорошо регулируемого технологического процесса переработки природных нефелин-апатитовых руд и получения глинозема, шлам стабилен по своим свойствам [2]. Основными химическими компонентами нефелинового шлама являются CaO и SiO_2 , соответствующие молярному отношению $\text{CaO} : \text{SiO}_2 - 2:1$ и составляющие в сумме 85 – 88 %. Остальные оксиды (Al_2O_3 , MgO , Na_2O , K_2O) можно рассматривать как второстепенные компоненты, мало влияющие на структуру и свойства получаемых пигментов. Химический состав нефелинового шлама приведен в таблице 1. Минералогический состав нефелинового шлама представлен, в основном, двухкальциевым силикатом, в качестве второстепенных фаз присутствуют гидросиликаты кальция, гидроферриты и др.

Таблица 1

Химический состав исходных сырьевых материалов

Вид сырья	Содержание оксидов, мас. %								
	SiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	CaO	MgO	Na_2O	K_2O	V_2O_5	$\Delta m_{\text{прк}}$
Нефелиновый шлам	29,12	3,67	4,55	53,20	1,45	2,16	0,90	-	4,96
Чупинский полевой шпат	63,13	21,27	0,30	0,83	0,50	1,62	12,04	-	0,30
СВД-катализатор	62	5	-	-	-	-	10	7	16

Для получения керамических глазурей составляли композиции из тонкоизмельченных нефелинового шлама, СВД – катализатора, Чупинского полевого шпата и хромофоров. В качестве хромофоров использовали оксиды и соли кобальта, железа, никеля, хрома, марганца. Некоторые составы глазурей представлены в таблице 2. Смеси подвергали тонкому помолу мокрым способом в шаровых мельницах, после чего глазури процеживали через сито № 0056. Затем глазури наносили на поверхность предварительно обожженных керамических плиток и обжигали при температурах 1170 – 1200°C. Оптимальной следует признать температуру обжига 1200°C, поскольку при более низкой температуре некоторые глазурные покрытия получились матовыми и шероховатыми.

После обжига при температуре 1200°C глазури Г1, Г3, Г4 дали блестящие прозрачные покрытия, а глазури Г2, Г5 дали блестящие непрозрачные покрытия. В ходе экспериментов были определены основные свойства глазурей, они представлены в таблице 3.

С целью расширения цветовой гаммы глазурей были разработаны керамические пигменты с использованием нефелинового шлама. В качестве хромофоров применяли соли хрома, никеля, марганца и кобальта, которые вводили в количестве 5 – 15 %. Химический состав пигментов представлен в таблице 4.

Применение нефелинового шлама для получения керамических глазурей и пигментов экономически целесообразно, поскольку позволяет снизить затраты на их производство. Полученные пигменты могут быть рекомендованы для объемного окрашивания керамических масс и глазурей. Помимо удешевления пигментов решаются задачи комплексного использования сырьевых материалов, создание безотходных производств, а также расширение сырьевой базы для синтеза керамических пигментов.

Таблица 2

Химический состав глазурей

№ покрытия	Содержание оксидов, мас. %										
	SiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	MgO	CaO	K_2O	Na_2O	V_2O_5	MnO	NiO	CoO
Г1	47,4	12,8	2,5	1,0	27,7	6,7	1,9	-	-	-	-
Г2	48,0	13,5	2,1	0,9	23,3	7,2	1,8	-	-	3,2	-
Г3	57,4	13,5	1,4	0,6	14,5	9,2	1,5	1,9	-	-	-
Г4	57,4	14,2	0,9	0,5	8,9	9,7	1,3	1,8	5,3	-	-
Г5	58,4	14,3	1,0	0,6	10,6	9,8	1,3	1,8	-	-	2,2

Таблица 3

№ покрытия	Свойства глазурей			
	Основные свойства			
	ТКЛР·10 ⁷ , град ⁻¹	Плотность, г/см ³	Коэффициент кислотности	Температурный интервал плавания, °С
Г1	91,33	2,87	0,76	1130-1200
Г2	86,16	2,86	0,80	1150-1200
Г3	84,41	2,73	1,16	1200-1250
Г4	80,19	2,71	1,20	1200-1250
Г5	79,32	2,63	1,30	1200-1250

Таблица 4

Компонентный состав пигментов

№ пигмента	Массовое содержание, %						
	Нефелиновый шлам	SiO ₂	SnO ₂	Cr ₂ O ₃	NiO	MnO	CoO
ХП	45,00	15,00	40,00	-	-	-	-
П1	45,00	14,50	40,00	0,5	-	-	-
П2	40,00	15,00	35,00	-	10	-	-
П3	43,00	15,00	37,00	-	-	-	5
П4	38,20	13,33	33,47	-	10	5	-
П5	38,20	13,33	33,47	-	-	5	10

Обжиг пигментов проводили при температурах 1000 – 1250 °С. Для кобальт- и никельсодержащих пигментов оптимальной является температура 1200 °С, при которой формируется наиболее яркий цвет. При повышении температуры до 1250 °С цвет почти не меняется. Палитра полученных пигментов имеет в основном неяркие, приглушенные оттенки. Это объясняется тем, что в составе нефелинового шлама содержится оксид железа (4,55 мас.%). Холостая проба окрашена в светло-желтый цвет. Цвет пигментов оценивали визуально. Полученные пигменты вводили в состав глазури Г3, так как данный состав является оптимальным и даёт более прозрачное и блестящее покрытие при температуре обжига 1200 °С, чем другие составы. Цвет глазурных покрытий представлен в таблице 5.

Таблица 5

Цвет пигментов и глазурных покрытий

№ пигмента	Хромофор	Цвет пигмента, Т _{обж} =1250 °С	Цвет глазурных покрытий, Т _{обж} =1200 °С
ХП	Fe ³⁺	Светло-желтый	-
П1	Cr ³⁺ +Fe ³⁺	Кирпичный	Розовато-коричневый
П2	Ni ²⁺ +Fe ³⁺	Зеленый	Желтовато-коричневый
П3	Co ²⁺ +Fe ³⁺	Синий	-
П4	Co ²⁺ +Mn ²⁺ +Fe ³⁺	Черный	Голубовато-серый
П5	Ni ²⁺ +Mn ²⁺ +Fe ³⁺	Серый	Серый

Литература

1. Радченко С.Л., Радченко Ю.С., Орехова С.Е. Получение глазурных покрытий на основе отработанных ванадиевых катализаторов. //Стекло и керамика. – М., 2009. – № 4. – С. 29-31.
2. Шморгуненко Н. С., Корнев В. И. Комплексная переработка и использование отвальных шламов глиноземного производства. – М.: Металлургия, 1982. – 128 с.

АНАЛИЗ ПРИРОДНЫХ ОБЪЕКТОВ НА СОДЕРЖАНИЕ БЛАГОРОДНЫХ МЕТАЛЛОВ МЕТОДОМ ИНВЕРСИОННОЙ ВОЛЬТАМПЕРОМЕТРИИ

Э. М. Устинова, Э. В. Горчаков

Научный руководитель профессор Н.А.Колпакова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Определение благородных металлов (БМ), металлов платиновой группы и металлов первой подгруппы (Au, Ag) методом инверсионной вольтамперометрии (ИВ), характеризуется низкими пределами обнаружения.

Данный метод позволяет достаточно просто, экспрессно и селективно определять платиновые металлы, золото и серебро в объектах природного происхождения: породы, руды, концентраты, технологические сливы, воды и др. Одной из проблем аналитической химии является анализ руд и пород с низким содержанием благородных металлов. Для пород, содержащих органическое вещество (углеродистые сланцы) или обильные галогены и мышьяк, нет надежных аналитических методик.

Для геологических объектов основной задачей является групповое выделение или поэлементное отделение БМ от большого числа матричных и сопутствующих элементов мешающих их определению. Данная задача стоит не только перед методом ИВ, но и перед такими распространенными методами как спектральные, спектрофотометрические, электрохимические и др. Основным способом, зарекомендовавшим себя в отделении БМ – это экстракционное концентрирование. Метод экстракции позволяет проводить групповое выделение или поэлементное отделение БМ от большого числа матричных и сопутствующих элементов.

В ИНОЦ « Золото – платина » при Томском Политехническом Университете разработаны методики инверсионно – вольтамперометрического определения Pt, Pd, Au, Os, Ir, Re пород, руд, минералов, технических вод из навески 1 – 5 гр. с интервалом определяемых концентраций 10^{-2} – 10^{-7} масс.%. Этот метод, благодаря своей высокой чувствительности, а так же дешевой аппаратуре для проведения определений, в последние годы нашел применение при поиске и разведке полезных ископаемых.

Однако перед экстракционным извлечением БМ необходимо провести вскрытие рудного материала или если это водный объект, то концентрирование определяемого компонента. Так достоверные результаты при определении рутения и осмия можно получить только при строгой согласованности всех операций систематического анализа. Для этого необходимо правильно выбрать метод вскрытия образца и соответствующий окислитель для получения OsO_4 и RuO_4 , а также поглотитель для OsO_4 и RuO_4 . Rh и Ir, перевести в раствор, возможно только через окислительное сплавление образца. Данные металлы не образуют летучих соединений и потерь в ходе подготовки проб не наблюдается. Au и Pt, в большинстве случаев, растворяют с помощью смеси соляной и азотной кислот (царская водка), но здесь встает проблема в нагреве анализируемой пробы. Необходимо вести контроль температуры, так как при сильном нагреве происходит вспенивание смеси кислот и разбрызгивание пробы, а это приводит к потерям определяемых элементов. Ag и Pd, легко растворяются в азотной кислоте, что уменьшает количество элементов матрицы в растворе и облегчает их отделение от основных компонентов пробы.

Содержание элементов может колебаться от нескольких процентов до содержаний на уровне $1 \cdot 10^{-9}$. Созданию методик ИВ-определения БМ предшествовало их электрохимическое поведение в рабочей области потенциалов графитового электрода (ГЭ). Использование ртутно-пленочного электрода затруднительно, так как большинство комплексов БМ электрохимически активны в положительной области потенциалов, что делает невозможным их определение на данном электроде.

Хорошие результаты были получены для Ag[7], Au[2] и Pd[5], для которых прямое определение позволяет определять соответственно: $1 \cdot 10^{-9}$, $1 \cdot 10^{-8}$, $1 \cdot 10^{-9}$ %. Pt[8] и Rh[9, 6] возможно определять при соосаждении с более электроотрицательным металлом (Hg, Cd, Bi) с образованием интерметаллических соединений (ИМС), а максимумы на вольтамперной кривой связаны с растворением электроотрицательного металла из фазы ИМС. Для платины и родия минимально определяемая концентрация составляет $1 \cdot 10^{-7}$ %.

Для Ir[3], Os[1] и Ru[4, 6] прямое инверсионно-вольтамперометрическое определение является неэффективным, низкая чувствительность определения связана плохой активностью получаемых электрохимических соединений на поверхности электрода. В данном случае применяется смешанный метод – кинетическая ИВ. Чувствительность определения повышается за счет каталитических процессов происходящих на поверхности рабочего электрода. Так осмий, осаждаемый при определенном потенциале, образует на поверхности ГЭ окисный осадок, который катализирует процесс разложения пероксида водорода. Наблюдается прямая зависимость между количеством осадка на электроде и пероксидом водорода разложившегося на данном осадке, чувствительность составляет $1 \cdot 10^{-7}$ %. Рутений также катализирует процесс связанный взаимодействием соединений рутения с органическими веществами, чувствительность составляет $1 \cdot 10^{-7}$ %. Иридий определяют по обратной реакции: $Ir^{3+} + e^- = Ir^{4+}$ (а). Сам процесс применительно к методу ИВ не чувствителен (минимально определяемая концентрация составляет $5 \cdot 10^{-5}$ %). Для детектирования процесса (а), применяется кинетический метод, который позволяет снизить минимально определяемую концентрацию иридия до $1 \cdot 10^{-7}$ %.

Для проведения измерений использовался компьютеризированный вольтамперометрический анализатор СТА и ТА - 4. Все измерения проводились с применением двухэлектродной ячейки, в которой рабочий электрод представляет собой импрегнированный полиэтиленом графитовый электрод. Электродом сравнения служил насыщенный хлорсеребряный электрод.

Метод ИВ позволяет устранить мешающее влияние многих присутствующих в пробе “неблагородных” компонентов путем выбора такого потенциала электроосаждения платиноидов, при котором электроконцентрирование “неблагородных” компонентов не происходит. Поэтому общий солевой фон системы и присутствие таких элементов как натрий, калий, хром, свинец, марганец и многих других не мешает определению платиноидов. Однако такие элементы, как медь, железо, селен, теллур, которые окисляются при положительных потенциалах, могут мешать ИВ - определению платиноидов. Наблюдается и взаимное влияние благородных элементов друг на друга. Для определения платиновых металлов методом ИВ, требует создания схем анализа, где предусматривается или отделение “неблагородных” компонентов пробы, или выделение отдельных элементов платинового ряда.

Результаты определения содержания золота, палладия, платины и осмия в черносланцевых рудах методом ИВ приведены в таблице.

Таблица

Содержание элементов в черносланцевых рудах методом ИВ

Определяемые элементы	Pd	Au	Pt	Os
Нежданинское, жильные вкрапленные кварц-сульфидные руды в березитах				
Содержание ПМ, г/т	0,003...0,16	0,2...19	0,3...16	0,04...0,2
Олимпиадинское, вкрапленные сульфидные руды в березитах – аргиллизитах				
Содержание ПМ, г/т	4,6	10,8	0,2...3,6	0,08
Сухой лог, вкрапленные золото – сульфидные руды в лиственитах				
Содержание ПМ, г/т	до 0,3	2,7	1,2...1,7	0,4
Зун-холба, жильные кварц-сульфидные руды в березитах				
Содержание ПМ, г/т	до 0,3	9...12	0,2...3,8	0,06
Ирокиндинское, жильные кварц-сульфидные руды в березитах				
Содержание ПМ, г/т	0,03	1,2...5,3	0,1...2,8	-

По разработанному нами методикам, в ИНОЦ «Золото-платина» при НИ ТПУ проанализировано свыше 500 геохимических и более 100 керновых проб и 50 проб-протоколов на содержание различных элементов платиновой группы и золота с целью оценки платиноносности золоторудных месторождений Бақырчиқского, Баладжалыского и Васильевского рудных полей Западной Колбы (Восточный Казахстан). Результаты этой работы сопоставлялись с данными, полученными при анализе стандартных образцов, подготовленных в институте ЛИТОСФЕРЫ (г. Москва) в рамках реализации программы «Платина-золото» (Россия). Отмечена хорошая сходимость результатов определения платиноидов методом ИВ и методами НАА и ААС.

Работа выполнена при поддержке Министерства образования науки, тема: 1.75.2012

Литература

1. Авторское свидетельство № 1746285. 07.07.1992 Бюл. №25. Колпакова Н.А., Кропоткина С.В., Сухомлинова О.В.
2. Горностаева Т.Д., Пронин В.А. // Журнал аналитической химии. – М., 1971. – т. 26. – № 9. – с. 1736–1739.
3. Данилова Ф.И., Федотова И.А., Устинова И.В. // Заводская лаборатория. – М., 1985. – т. 51. – № 8. – с. 6–8.
4. Доминова И.Г., Колпакова Н.А., Стромберг А.Г. // Журнал аналитической химии. – М., 1978. – т. 33. – № 12. – с. 2402–2405.
5. Колпакова Н.А., Горчаков Э.В., Карачаков Д.М. // Журнал аналитической химии. – М., 2009. – Т. 64. – № 1. – С. 52–56.
6. Медянцева Э.П., Будников Г.К. и др. // Журнал аналитической химии. – М., 1987. – т. 42. – № 10. – с. 1846–1850.
7. МУ 08-47/161 «Воды питьевые, природные, минеральные. Инверсионный вольтамперометрический метод определения массовой концентрации серебра». – М., 2000.
8. Патент на изобретение № 2426108. 10.08.2011. Габдурахманова Э.М., Колпакова Н.А., Горчаков Э.В., Глызина Т.С.
9. Попов Г.Н., Пнев В.В., Захаров М.С. // Журнал аналитической химии. – М., 1972. – т. 27. – № 12. – с. 2456–2458.

Секция 20

ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ГОРНОЕ ПРАВО

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

И.В. Шарф, доцент

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Топливо-энергетический комплекс занимает значительную долю в ВРП Томской области, что наглядно демонстрируется корреляцией ВРП, объема промышленного производства и объемом добычи нефти. В соответствии со Стратегией развития Томской области до 2020 г. выделяется три основных приоритетных сектора экономики области.

1-й приоритет: информационные технологии, биотехнологии, научно образовательный комплекс, «новая экономика», электротехника и приборостроение;

2-й приоритет: нефтегазовый сектор, атомный сектор, пищевая промышленность, машиностроение (исключая электротехнику и приборостроение);

3-й приоритет: лесопромышленный комплекс, газонефтехимический сектор, сельское хозяйство.

Таким образом, в долгосрочной перспективе нефтегазовый сектор (в настоящее время его доля составляет порядка 50 % промышленного производства) остается базовой отраслью экономики области и ее развитие и, как следствие реализация принятой Стратегии, во много определяется деятельностью нефтегазодобывающих компаний и других недропользователей, имеющих лицензии на поиск, разведку и добычу углеводородного сырья.

Целью нашего исследования является анализ деятельности нефтедобывающих компаний-недропользователей в условиях Томской области и выявление положительных и негативных факторов, влияющих на эффективность и результативность их деятельности.

Деятельность недропользователей сосредоточена на распределенном фонде недр, который охватывает 126 месторождений углеводородного сырья, сосредотачивающих до 98,3-99,5 % всех запасов углеводородного сырья области. Напомним, что в связи с особенностями геологической истории преобладающая часть месторождений являются нефтяными. Количество недропользователей с 2007 по 2011 гг. менялось. Так в 2007 г. по лицензионным соглашениям работал 41 недропользователь, в 2008 г. – 46, 2009 г. - 44, 2010 г. – 44, 2011 – 41. Указанные цифры не учитывают сервисные буровые компании. Количественная динамика объясняется не только прекращением деятельности нефтегазовых компаний, но и появлением новых. Например, в 2007 г. у ООО «Инсайдер» и ООО «Томьнефть» не только закончились права пользования недрами, но они были ликвидированы. В эти годы появились такие недропользователи как ООО «Сибнефтегазинновация», ООО «Сибнефтегазинновация 21 век», «Востокнефтегаз», «Петрогранд ЭП» не без участия иностранного капитала. Приобрела лицензионные участки НК «Роснефть». Данная тенденция отражает инвестиционную привлекательность лицензионных участков области, что в целом подтверждает общемировую: интерес к мелким и средним месторождениям в связи с ухудшением условий добычи и поиска месторождений в геологическом и географическом плане.

Что касается добычи нефти, то, как видно из графика и таблицы, основная доля в добыче нефти принадлежит ОАО «Томскнефть ВНК». В 2011 г. наблюдается прирост добычи и другими нефтедобывающими предприятиями (Таблица 1).

Таблица 1

Объемы добычи нефти нефтегазовыми компаниями Томской области

Наименование предприятия	Объем добычи нефти за 2010г., тыс.т	Объем добычи нефти за 2011 г., тыс.т	% прироста
ОАО "Томскнефть"	7205,19	7273,43	100,9
ООО "Газпромнефть - Восток"	979,60	1134,53	115,8
Империял Энерджи	752,92	790,09	104,9
ОАО "Томскгазпром"	589,96	797,424	135,2
Руснефть	285,84	696,55	243,7
ОАО "ВТК", ООО "Хвойное"	398,39	387,48	97,3
ООО "Матюшкинская вертикаль"	149,29	163,06	109,2
ООО "Стимул-Т"	25,27	99,74	394,7
ООО "Южно-Охтеурское"	85,02	78,19	92,0
ООО "Средне-Васюганское"	36,87	24,57	66,6
ООО "Томскгеонефтегаз"	13,00	21,40	164,6
ООО "Жиант"	0,29	1,37	472,1
ОАО "Томская нефтегазовая компания"	9,33	2,67	28,6
Итого нефть, тыс.т.	10531	11470	108,9

Однако не все недропользователи (Таблица 2) выполнили намеченные планы, в результате не реализованы планы по добыче нефти в целом по Томской области.

Таблица 2

Реализация планов по добыче нефти нефтегазовыми компаниями Томской области

Наименование предприятия	План добычи нефти за 2011 г., тыс.т	Объем добычи нефти за 2011 г., тыс.т	% выполнения годового плана	Количество месторождений	В том числе в разработке
ОАО "Томскнефть"	7397	7273	98%	51	29
ООО "Газпромнефть Восток"	1101	1135	103%	6	5
Империал Энерджи	906	790	87%	8	4
Русснефть	783	697	89%	9	9
ОАО "Томскгазпром"	724	797	110%	9(включая «Востокгазпром»)	9
ОАО "ВТК", ООО "Хвойное"	384	387	101%	4	4
ООО "Матюшкинская вертикаль"	180	163	91%	3	3
ООО "Стимул-Т"	180	100	56%	4 (включая ООО «Линейное»)	2
ООО "Южно-Охтеурское"	96	78	81%	1	1
ООО "Средне-Васюганское"	36	25	68%	1	1
ООО "Томскгеонефтегаз"	32	21	67%	3	1
ОАО "Томская нефтегазовая компания"	17	3	16%	2	1
ООО "Жиант"	4	1	39%	4	1
ООО «СН-Газдобыча»				3	
Итого нефть, тыс.т.	11838	11470	97%		

Данное обстоятельство можно объяснить недостаточными объемами эксплуатационного бурения и в конечном итоге низкими темпами ввода новых месторождений. Как видно из таблицы 2, наибольшее количество месторождений в разработке у самой крупной компании Томской области ОАО «Томскнефть», что говорит о сохранении лицензионных участков в качестве отложенных активов и недостаточностью имеющихся инвестиционных ресурсов для выхода на регулярную добычу.

Анализ инвестиций в основной капитал в целом по Томской области по разделу С «Добыча полезных ископаемых» показывает возрастающий тренд, несмотря на резкое сокращение в 2009 г., обусловленное финансово-экономическим кризисом (рисунок).

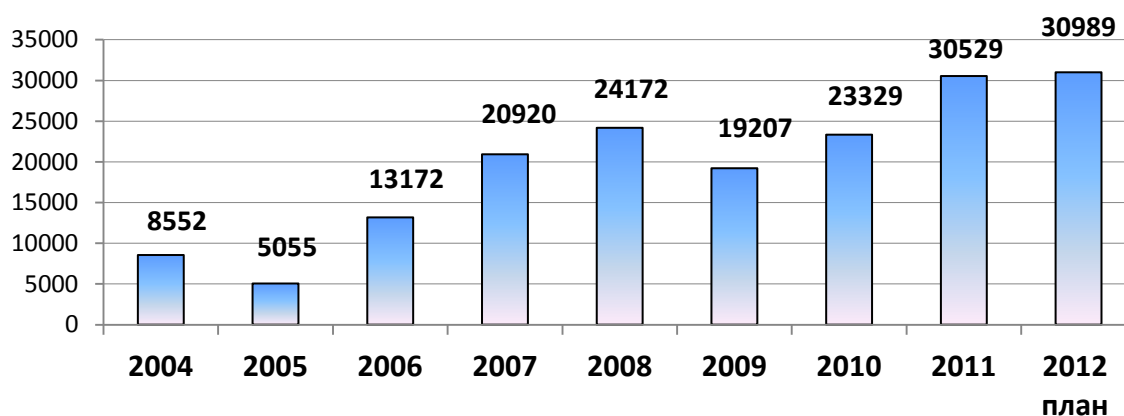


Рис. Инвестиции в основной капитал в Томской области по разделу С «Добыча полезных ископаемых»

Однако, если рассматривать данный показатель в разрезе недропользователей, то отмечается та же аналогичная ситуация: наличие нескольких эффективных недропользователей, что в результате формирует однопроцентное перевыполнение плана по капиталовложениям в целом по области и 89% невыполнение планов преобладающим большинством недропользователей (Таблица 3).

В целом инвестиции по компаниям распределились следующим образом: ОАО «Томскнефть» - 29%, ОАО «Востокгазпром» и ОАО «Газпромнефть-Восток» по 18%, НК «Русснефть» – 12%, Империял Энерджи – 6 %, ОАО «ВТК» и ООО «Хвойное» – 2 %, остальные недропользователи – 13%. Причем на обустройство месторождений направлены 44 % от всего объема капиталовложений.

Таблица 3

Реализация планов недропользователей по капитальным вложениям

Наименование недропользователей	План кап. вложений на 2011 г., млн.руб.	Факт кап. вложений за 2011 г., млн.руб.	% выполнения
Томскнефть	10159	8938	88%
Востокгазпром	5248	5577	106%
Газпромнефть-Восток	4479	5337	119%
Империял Энерджи	2443	1916	78%
НК "Русснефть"	2430	3737	154%
ВТК, Хвойное	304	402	132%
Другие недропользователи	5218	4622	89%
Итого	30282	30529	101%

Объемы финансирования геологоразведочных работ в течение последних 6 лет возросли в несколько раз, причем преобладающей статьёй расходов является бурение. Расходы на сейсморазведку остаются практически на одном уровне. С учетом инфляционных процессов, можно говорить о снижении доли расходов недропользователей в поисково-изыскательские работы. Существующее за 2011 год кратное увеличение расходов на 3Д-сейсморазведку подтверждает наличие проблемы обеспеченности запасами на долгосрочную перспективу и обуславливает фактическое отсутствие на данный момент подготовленных территорий с доказанной перспективностью нефтегазоносности отложений для проведения поисково-разведочных работ, что останавливает недропользователей от капиталовложений из-за высоких финансовых рисков. Такие участки определяются после регионального этапа геологоразведочных работ, проводимых за счет федеральных средств. При этом хочется заметить, что в связи с бюджетной диспропорцией налоговых и неналоговых поступлений, область вынуждена резко ограничить финансирование поисково-изыскательских работ за счет собственных средств.

Как известно, геологоразведочные работы проводятся в пределах лицензионных участков за счет собственных средств недропользователей, а на нераспределенном фонде недр за счет финансирования в рамках федеральной целевой программы по воспроизводству минерально-сырьевой базы. Можно отметить волнообразную динамику финансирования и объемов геологоразведочных работ по Томской области (Таблица 4).

Таблица 4

Финансирование и объемы геологоразведочных работ в Томской области в 2005–2011 гг.

Виды работ, ед.измерения	Показатели							
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	факт 2011	
							2011	план 2012
							% к 2010	%
Объемы финансирования, млн. руб.	1 669	3 289	6 199	6696	5174	5127	5846,8	8867,3
							114%	151%
Бурение, м	31 554	68 827	119 809	111 138	71207	104739	87315	104159
							83,4%	119%
Сейсморазведка 2Д, пог. км	1610	5313	10041	7144	4205	1454	2514	3988
							172,9%	158%
Сейсморазведка 3Д, кв.км	300	324	723	737	745	535	1350	1170
							252,3%	86,6%

В 2011 г. финансирование геолого-разведочных работ за счет средств федерального бюджета составило 435 млн. руб., из которых 425 млн. руб. направлены на и освоение неисследованных нефтегазоносных комплексов, в частности геологическое изучение недр Предьенисейской нефтегазоносной субпровинции (Райгинско-Ажарминская гряда (190 млн.руб.) и зона сочленения Усть-Тымской мегавпадины и Пайдугинского мегавала (200 млн.руб.)) с целью выделения наличия возможных нефтегазоносных структур для дальнейшей постановки параметрического и поискового бурения и открытия в будущем месторождений углеводородного сырья. По оценкам научно-исследовательских институтов прогнозные ресурсы Правобережья Томской области

оцениваются примерно в 3 млрд.т условных углеводородов. Реализация регионального этапа геологоразведочных работ позволит провести в дальнейшем лицензирование недр с целью предоставления лицензионных участков недропользователям.

Финансирование ГРП за счет недропользователей составило в 2011 г. 5,8 млрд. руб. (Таблица 5), при этом большую долю расходов составляют расходы на бурение. Затраты на сейсморазведочные работы составили 1455,2 млн. руб. Разведочное бурение преобладает над поисковым за исключением 2010 г., причем такая же картина наблюдается в планах недропользователей на 2012 г. (64049 пог. м. и 40110 пог.м.), что говорит о стремлении недропользователей найти новые скопления и ловушки нефти и газа.

В настоящее время в Томской области по подсчетам специалистов, текущие извлекаемые запасы нефти категорий А+В+С1 составляют — 276,6 млн. т, категории С2 – 135,4 млн. т. Запасы газа свободного и растворимого (суммарно) распределяются следующим образом по категориям: А+В+С1 – 289,2 млрд. м³, С2 – 35,5 млрд. м³; Запасы конденсата: категорий А+В+С1 – 33,4 млн. т, категории С1 – 3,2 млн. т. Учитывая ежегодную добычу нефти в Томской области на уровне порядка 10 млн. т, долгосрочная перспектива сохранения такого уровня при ухудшающихся производственно-геологических условиях добычи и объемом запасов выглядит не оптимистично.

Таблица 5

Геологоразведочные работы недропользователей Томской области

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Глубокое бурение, млрд. руб.	0,7	1,1	2,1	4	4,5	3,4	3,9	3,76
Поисковое бурение, м	13846	8889	19364	29326	32594	30119	64770	33000
Разведочное бурение, м	14443	24091	53091	90483	77746	41088	39969	51400
Сейсморазведочные работы, млрд. руб.	0,3	0,5	1	1,9	1,6	1,1	0,7	1,44
МОГТ-3Д, кв.км	113	300	324,5	730	737	745	535	5751
МОГТ-2Д, пог.м	3503	1610	5716	10137	5869	4205	1454	1297
Научно-исследовательские работы, млрд. руб.	0,04	0,1	0,6	0,2	0,3	0,4	0,5	0,4
Прочие работы, млрд. руб.			0,1	0,1	0,2	0,3	0,04	0,2
Финансирование ГРП, млрд.руб.	1,0	1,7	3,7	6,2	6,7	5,2	5,1	5,8

Рассматривая финансирование ГРП в разрезе недропользователей (Таблица 6), можно отметить наличие нескольких эффективно-работающих недропользователей. В частности по результатам геологоразведочных работ были приращены запасы на Шингинском, Казанском, Крапивинском и других месторождениях. Но несмотря на практический прирост запасов прошедшем году примерно в 30 млн. т для долгосрочного развития нефтегазового сектора полученные объемы недостаточны. Поэтому необходимо кратное увеличение финансирования геологоразведочных работ наряду с применением новых научных методов поиска скоплений углеводородов с целью прироста запасов на десятки лет.

Таблица 6

Сравнительный анализ инвестиций недропользователей в ГРП в 2011–2012 гг.

Наименование недропользователей	Инвестиции в ГРП, %	Инвестиции в ГРП в 2011 г., факт млн. руб.	Инвестиции в ГРП в 2012 г., план млн. руб.
Томскнефть ВНК + НК			
Роснефть	15	900	1275
Востокгазпром	9	530	1234
Газпромнефть-Восток	11	723	604
Империал Энерджи	23		
Русснефть	5	281	314
Матюшкинская вертикаль	7	358	867
Томскгеонефтегаз	3	178	416
Жиант	5	261	522
СН-Газдобыча	5	263	593
Петрогранд ЭП + Петрогранд Инвест	3	148	601
Стимул-Т+Линейное	7	415	538
Другие недропользователи	7	85	1204
Итого	30282		

Отраден общий факт увеличения ассигнований в планах остальных недропользователей на 2012 г. в десятки раз. Однако учитывая сложившуюся макроэкономическую ситуацию и денежно-кредитную политику в целом по России, вызывают некоторое сомнение инвестиционные возможности большинства недропользователей.

Таким образом, можно сделать выводы:

1. Нефтегазовая отрасль Томской области остается инвестиционно привлекательной, что обусловлено востребованностью как в мировом, так и в национальном масштабе мелких и средних месторождений и появлением новых недропользователей с зарубежным капиталом.

2. Нефтегазовая отрасль Томской области, как и в целом по России, олигополистична, что наглядно демонстрируется наличием нескольких результативных и эффективных недропользователей, обеспечивающих Томской области 3 место в Западной Сибири после Ханты-Мансийского автономного округа и Тюменской области по добыче углеводородного сырья и выполняющих условия лицензионных соглашений.

3. Большинство нефтедобывающих компаний находятся на ранней стадии своего жизненного цикла, поэтому не вышли на регулярный уровень добычи нефти, поэтому значительного прироста объемов добычи нефти в Томской области следует ожидать через 7–10 лет.

4. Неоптимистичность прогнозов реализации принятых планов как по добыче нефти, так и по приросту запасов углеводородного сырья на долгосрочную перспективу большей частью недропользователей в связи с отсутствием у них достаточного количества инвестиционных ресурсов. Как следствие ожидаемы в будущем процессы слияния и поглощения компаний.

5. Существующая диспропорция налоговых и неналоговых поступлений в бюджетную систему ограничивает финансовые возможности Томской области в ускорении реализации программ по освоению Правобережья и поэтому мало ожидаемо в среднесрочной перспективе открытие месторождений.

Литература

1. Стратегия развития Томской области на период до 2020 г. [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://tomsk.gov.ru/export/sites/ru.gov.tomsk/ru/economy_finances/strategy/region/before2020/strategy_TO_before2020.pdf
2. Стратегия социально-экономического развития Сибири до 2020 года [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.sibfo.ru/strategia/strdoc.php#strategia>
3. Постановление Государственной Думы Томской области от 28.02.2008 N 1008 «Об энергетической стратегии Томской области на период до 2020 года» [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://strategia.tomsk.ru/otraslevye_strategii.html.

КОМПЕТЕНТНОСТНЫЙ ПОДХОД В ОЦЕНКЕ УПРАВЛЕНЧЕСКИХ КАДРОВ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ

Е.М. Вершкова

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время компетентностный подход для оценки персонала находит все большее и большее применение. Анализ литературных источников по этому вопросу показал, что большинство разработанных моделей компетенций относятся к управленческому персоналу. На наш взгляд, данному факту есть два объяснения. Во-первых, управленческая деятельность является совокупностью знаний и опыта, что согласуется с определением компетенций. И, во-вторых, успех любого предприятия зависит в первую очередь от грамотного управления, поэтому необходимость оценить качества людей, стоящих у руля, является чрезвычайно актуальной задачей для любой компании. Особенность управления нефтегазовой компанией заключается в том, что большинство нефтегазовых компаний являются вертикально-интегрированными, что обуславливает необходимость наличия у руководителя знаний и умений в различных областях – от финансовой и управленческой до технологической и технической. В связи с этим оценка управленческих кадров нефтегазовых компаний с применением моделей компетенций, разработанных для обычных управленцев, не представляется возможной. Встает необходимость разработки компетентностной модели оценки непосредственно для руководителей всех уровней нефтегазовых компаний.

В рамках данной работы мы принимаем понятие «компетенции» как совокупность знаний, навыков, опыта и психологических особенностей человека, позволяющих качественно выполнять определенный вид работ, в нашем случае – осуществлять управленческую деятельность. Под управленческой деятельностью мы понимаем воздействие руководителем на подчиненных для организации и контроля деятельности по достижению определенной цели.

Как было отмечено выше, руководитель должен обладать рядом компетенций, которые в литературе условно разделяются на следующие [4]:

- специальные профессиональные компетенции – компетенции, необходимые руководителю для решения вопросов, составляющих содержание процессов и функций, за которые он ответственен. Специальные компетенции отражают уровень владения вопросами, связанными с техникой и технологией нефтегазового дела. Другими словами, это знания и навыки, относящиеся к определенной предметной области, например, к бурению, добыче, транспорту нефти.

- Бизнес-компетенции – это компетенции общего характера, они необходимы руководителям в любой сфере деятельности. Эти компетенции включают в себя системный анализ ситуации, принятие стратегических решений, привлечение внешних и внутренних ресурсов компании для решения бизнес-задач, бюджетирование, прогноз доходов и расходов, снижение издержек предприятия, ведение отчетности и т.д.

- Компетенции управления знаниями отражают способность работать с информацией, управлять информационными потоками, процессами обучения и развития в организации. Компетенции управления знаниями включают в себя такие навыки, как поиск информации, концептуальное, аналитическое мышление, решение проблем, понимание сущности процессов организационного развития, обеспечение процесса приобретения сотрудниками новых знаний и навыков.

- Лидерские компетенции относятся к сфере руководства и управления людьми. Они отражают способность менеджера распоряжаться собственной властью, направлять деятельность подчиненных в определенное русло, оказывать подчиненным поддержку, проявлять к ним участие и наделять их полномочиями. Кроме этого, лидерские компетенции предполагают наличие у руководителя способности создавать у подчиненных состояние нацеленности на общую задачу, умений работать с разнородным коллективом, поддерживать творческую активность подчиненных и формировать в организации чувство общности.

- Социальные, или межличностные компетенции относятся к способности менеджера строить и поддерживать оптимальные отношения с людьми (общественностью, акционерами и другими заинтересованными сторонами). Наличие указанной способности требует развития определенных социальных навыков, таких, как понимание других людей и их поведения, навыков коммуникации и взаимодействия с окружающими, создания у людей должной мотивации, а также умения предотвращать и разрешать конфликты. В идеале, социально компетентный менеджер способен поставить себя на место другого человека, правильно оценить его ожидания и выстроить свое поведение с учетом этих ожиданий. Это способность вести себя социально адекватно.

- Внутриличностные компетенции. В их основе лежат уверенность в себе, склонность влиять на среду своего обитания, стремление к улучшению и кардинальному изменению существующей ситуации, нацеленность на результат и саморазвитие, способность действовать в условиях неопределенности, развитое самосознание и навыки самоконтроля.

На наш взгляд, приведенная выше система компетенций руководителя является наиболее полной и отражает весь набор управленческих компетенций. Среди открытых вопросов остаются такие как непосредственно сами компетенции, модель компетенций, способы и методы оценивания, стимулирование демонстрации менеджерами своих компетенций. Данные вопросы являются актуальными для дальнейшего исследования.

Литература

1. Полунин В.Ю. Формирование и развитие компетенций кадрового резерва нефтегазового комплекса России на основе инновационных обучающих технологий // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. - №18 (159). – 2012г. – С.23.
2. Полунин В.Ю. Вчера студенты – сегодня нефтяники // Транспортное дело России. – №12. – 2010г. – С.90.
3. Сидоренко Е.В. Тренинг коммуникативной компетентности в деловом взаимодействии. СПб.: Речь, 2007. – 208 с.
4. Субботин В.Е. Компетенции руководителя. Словарь – справочник. Антропос-консалтинг, 2007 – 66 с.
5. Уидет С., Холлифорд С. Руководство по компетенциям. Пер. с англ. М.: НИРО, 2003. – 224 с.
6. Фарнэм А. Некомпетентный менеджер. Некомпетентность как массовое безумие. Пер. с англ. М.: ГИППО, 2008. – 352 с.

УПРАВЛЕНИЕ ЧЕЛОВЕЧЕСКИМ КАПИТАЛОМ В СИСТЕМЕ SAP HR

К.А. Гадзиковская, Л. А. Гаман

Научный руководитель доцент О.В. Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск Россия

Эффективность деятельности HR-подразделений, стратегическими направлениями которых сегодня становятся подбор высококвалифицированного персонала, удержание и мотивация профессиональных, увлеченных работой сотрудников, формирование и развитие кадрового потенциала, решающим образом влияет на эффективность бизнеса компании в целом.

Среда бизнеса стремительно меняется. Вместе с ней меняются и представления о целях и задачах кадровых служб, их роли в системе управления бизнесом компании. Безвозвратно ушли в прошлое те времена, когда основу деятельности отдела кадров составляли функции учета, администрирования и делопроизводства. Сегодня отделы кадров преобразуются в современные службы управления персоналом с широким спектром задач привлечения, развития и мотивации кадрового потенциала компании.

Человеческий капитал – совокупность знаний, умений, навыков, использующихся для удовлетворения многообразных потребностей человека и общества в целом. Впервые термин использовал Теодор Шульц, а его последователь – Гэри Беккер развил эту идею, обосновав эффективность вложений в человеческий капитал и сформулировав экономический подход к человеческому поведению.

Первоначально под человеческим капиталом понималась лишь совокупность инвестиций в человека, повышающая его способность к труду – образование и профессиональные навыки. В дальнейшем понятие человеческого капитала существенно расширилось. Последние расчеты, сделанные экспертами Всемирного банка, включают в него потребительские расходы – затраты семей на питание, одежду, жилища, образование, здравоохранение, культуру, а также расходы государства на эти цели [2].

Таким образом, под человеческим капиталом будем понимать интенсивный производительный фактор экономического развития, развития общества и семьи, включающий образованную часть трудовых ресурсов, знания, инструментарий интеллектуального и управленческого труда, среду обитания и трудовой деятельности, обеспечивающие эффективное и рациональное функционирование человеческого капитала как производительного фактора развития. Одним из условий развития и повышения качества человеческого капитала является высокий индекс экономической свободы.

Используют следующую классификацию человеческого капитала [4]:

- индивидуальный человеческий капитал;
- человеческий капитал фирмы;
- национальный человеческий капитал.

В национальном богатстве человеческий капитал в развитых странах составляет от 70 до 80 %, в России около – 50 % [9].

Такие изменения, как приобретения, слияния, совместные проекты и реорганизации предприятий стали обычной практикой на рынке. Динамичность современного делового мира оказывает сильное влияние и на «человеческий ресурс» – один из важнейших ресурсов предприятия. Как никогда прежде, сейчас важно вовлекать персонал в процесс корпоративных преобразований, мотивировать его на реализацию стратегий и задач, с помощью определения реалистичных, четко очерченных и измеримых целей обеспечивать прозрачность результатов, демонстрирующих вклад каждого сотрудника в успешное развитие предприятия.

Традиционные методы, такие как «классическая» аттестация персонала, уже не отвечают требованиям сегодняшнего дня. Чтобы преуспеть в мире современного бизнеса, предприятиям необходимы инновационные средства и методы управления, ориентированные на постановку целей и определение персональной ответственности сотрудников. В настоящее время мировым лидером на рынке корпоративных приложений является компания SAP, которая помогает организациям любого размера и специализации эффективнее управлять своим бизнесом [1].

Более 25 лет компания SAP разрабатывает решения для управления персоналом. За это время накоплен огромный мировой опыт, который воплощен в решениях SAP наряду с самыми передовыми технологиями управления персоналом. Прогрессивные технологии управления персоналом, реализованные в решениях SAP, помогают повысить мотивацию сотрудников, добиться максимальной продуктивности «человеческого капитала» и получить реальные коммерческие результаты.

Неудивительно, что более 12 000 компаний в 110 странах используют решение SAP «Управление человеческим капиталом», чтобы максимально эффективно управлять стратегическим ресурсом предприятия – персоналом [14].

В серии материалов, посвященных современным технологиям управления предприятием, компания SAP представляет эффективную технологию управления человеческими ресурсами, которая реализована в решении SAP «Управление человеческим капиталом». Это решение, обеспечивающее тесную интеграцию процессов управления персоналом со всеми бизнес-процессами компании, помогает эффективно решать ключевые задачи управления этой важной сферой деятельности, в значительной степени повышая успешность всего бизнеса компании.

В каждой отрасли есть свои уникальные процессы и сложные задачи. Сильной стороной SAP всегда было глубокое знание особых требований каждой отдельной отрасли и уникальное предложение специализированных отраслевых решений. Над решениями для нефтегазовой отрасли SAP работает уже 20 лет, и в настоящее время, является единственной компанией, предоставляющей решение, охватывающее всю цепочку создания стоимости для предприятий нефтегазовой промышленности – от разведки месторождения до заправочной станции.

Сам за себя говорит тот факт, что 50% всех сотрудников десяти самых крупных нефтегазовых компаний мира (это более 500 тысяч человек) являются пользователями SAP, а в трёх самых крупных нефтегазовых компаниях мира конечными пользователями решений SAP являются уже 75% всех сотрудников. Решения SAP for Oil&Gas являются наиболее полным отраслевым решением для электронного бизнеса в области нефтегазовой промышленности и соединяют 30-летний отраслевой опыт SAP с возможностями современных информационных технологий [4].

SAP for Oil & Gas позволяет создать информационную систему управления холдингом, а также решить задачи для предприятий отрасли с учетом специфики ведения основной хозяйственной деятельности: разведка, разработка, эксплуатация и ликвидация месторождения, управление транспортной системой, переработка нефти и газа, сбытовая деятельность. В целом функциональность решения охватывает все области деятельности:

- производственные и хозяйственные процессы;
- процессы стратегического управления;
- управление персоналом;
- финансовые и экономические процессы [3].

В настоящее время SAP развивает несколько направлений, добавляя к базовой системе новые модули с целью максимального интегрирования функций предприятия. Одно из таких направлений ориентировано на

повышение эффективности деятельности сотрудников предприятия. Связано это с тем, что эффективность деятельности HR-подразделений решающим образом влияет на эффективность любого бизнеса. Именно поэтому компания SAP разработала такое решение, как *my SAP Human Resources*. Это мощный набор интегрированных процессов для автоматизации и оптимизации управления человеческими ресурсами, который помогает сотрудникам сосредоточиться именно на своей работе [4].

Решение SAP помогает сформировать комплексную систему управления персоналом, включающую управление талантами. Управление талантами охватывает такие стратегически важные направления деятельности, как: подбор персонала, работа с кандидатами и найм на работу, планирование, подготовка и проведение мероприятий по выявлению высокопотенциальных сотрудников с поддержкой последующих мероприятий по их развитию и использованию, базовые процессы управления персоналом, мотивация персонала и управление вознаграждениями, определение ключевых позиций и формирование кадрового резерва, оценка и аттестации персонала, постановка целей и оценка эффективности деятельности, а также развитие и обучение сотрудников на базе краткосрочных и долгосрочных планов, отслеживание прогресса работника [5].

Данные решения позволяют предприятиям рационализировать и интегрировать базовые процессы управления персоналом, включая административные функции, расчет заработной платы, учет рабочего времени, управление компенсационными пакетами и льготами, а также формирование всей требуемой отчетности. Практика повышения операционной эффективности на базе данного решения показывает, что организации достигают роста операционной эффективности в среднем на 20–30 % [1].

Далее хотелось бы рассмотреть планирование и расстановку кадровых ресурсов. Эффективное использование персонала требует последовательного и своевременного распределения сотрудников с учетом конкретных бизнес-потребностей и требований к квалификации персонала. Интеграция решения с системой управления программами и портфелями проектов помогает повысить рентабельность использования персонала, так как позволяет предприятиям создавать проектные группы на основе квалификационных данных и информации о «доступности» сотрудников на период проекта. Решение предоставляет возможность централизованного планирования потребности и загрузки персонала в зависимости от объемов звонков по телефону, факсов и писем электронной почты и оптимизирует расписание в целях соответствия прогнозируемой потребности в персонале, принимая во внимание правила построения графиков и квалификации сотрудников [6].

Проанализируем аналитические данные по персоналу. Решение предоставляет инструменты для анализа данных и составления оперативной и аналитической отчетности. Важными в системе являются функции моделирования и анализа предполагаемых организационных изменений, а также возможность «проиграть» различные варианты и выбрать самый оптимальный путь развития организации. Решение помогает руководителям на основе всестороннего анализа имеющейся информации разрабатывать и внедрять эффективную стратегию управления персоналом, контролировать процесс её реализации и своевременно вносить коррективы, оценивая с помощью возможностей моделирования различные сценарии управления человеческим капиталом [3].

Информационные сервисы самообслуживания призваны оптимизировать организацию труда и повысить эффективность взаимодействия внутри организации. Доступность сотрудникам и руководителям необходимой информации (от расчетного листка и лимитов полагающихся дней отпуска конкретному сотруднику до оперативной и аналитической информации на рабочем столе руководителя) в online режиме снижает нагрузку на специалистов отделов персонала, извлеченных от значительной части рутинных операций и запросов. Все эти возможности значительно повышают производительность персонала, привносят в деятельность сотрудников удобство и оперативность, повышая тем самым удовлетворенность сотрудников своей работой [7].

При текущей ситуации на рынках предприятия остро нуждаются в сокращении затрат, но при этом они должны обеспечивать устойчивый рост бизнеса. Учитывая, что командировочные расходы занимают очень значимую долю в затратах большинства компаний и аналитики прогнозируют рост этих расходов с развитием глобализации бизнеса, решение SAP «управление командировками», позволяющее экономить деньги и время, полностью отвечает требованиям времени. Функции управления персоналом, реализованные в решении SAP, позволяют выполнять любые задачи в этой сфере и использовать трудовые ресурсы максимально эффективно [5].

Летом 2008 года Сибирская угольная энергетическая компания (СУЭК) завершила внедрение системы управления персоналом на базе решения SAP «Управление человеческим капиталом» (SAP ERP Human Capital Management) на 12 добывающих, перерабатывающих и вспомогательных предприятиях холдинга. Внедрение автоматизированной системы управления персоналом осуществляла совместная проектная команда, куда вошли консультанты компаний GMCS и MOLGA. Главными особенностями работ стали кратчайшие сроки внедрения пилотного проекта на предприятиях угольного объединения в Красноярском Крае, составившие всего 6 месяцев, включая разработку методологии, а также широкая географическая распространенность предприятий СУЭКа и масштабы внедрения.

Проект внедрения HRM-системы был инициирован СУЭК с целью обеспечения гибкой кадровой политики, отвечающей бизнес-потребностям предприятия, а также мировым практикам управления персоналом. Выбор в качестве инструмента выполнения этой задачи специализированного решения SAP «Управление человеческим капиталом» (SAP ERP HCM) был продиктован широкими функциональными возможностями решения, позволяющего эффективно управлять базовыми кадровыми процессами (кадровым учетом, управлением льготами, управлением рабочим временем и т.д.), а также процессами развития кадрового потенциала (корпоративным обучением, управлением мотивацией и эффективностью деятельности персонала). Кроме того, SAP ERP HCM содержит инструменты кадрового планирования и аналитики.

Таким образом, используя программное обеспечение SAP, компании могут добиться сокращения административных затрат и повышения эффективности организационных процессов. Прогрессивные технологии, реализованные в решении, помогают повысить мотивацию сотрудников и добиться максимальной продуктивности «человеческого капитала», ведь это так важно, создать благоприятную рабочую атмосферу, чтобы компания была местом, где люди хотят работать долгое время [8].

Литература

1. SAP – управление ресурсами предприятия. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.abica.ru/articles/article4.php>, свободный. – Загл. с экрана.
2. SAP HR Организационный менеджмент. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.sap.com/cis/pdf/hr_org.pdf, свободный – Загл. с экрана.
3. SAP СНГ – SAP ERP Human Capital Management. Решение для управления персоналом. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.sap.com/cis/solutions/business-suite/erp/hcm/index.epx>, свободный – Загл. с экрана.
4. SAP СНГ – Решение SAP для нефтегазовой промышленности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.sap.com/cis/industries/oil-gas/businessbenefits/index.epx>, свободный – Загл. с экрана.
5. SAP СНГ – Решение SAP для нефтегазовой промышленности. Клиенты SAP. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.sap.com/cis/industries/oil-gas/customersuccess/index.epx>, свободный – Загл. с экрана.
6. Компетенции для нефтегазовой отрасли и задачи автоматизации. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ibs.ru/download/events/240810/competancy.pdf>, свободный – Загл. с экрана.
7. Решения SAP HCM. Для эффективного управления персоналом. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.sap.com/cis/pdf/HCM.pdf>, свободный – Загл. с экрана.
8. Управление по целям с помощью решения SAP Human Resources. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.sap.com/cis/pdf/hr_ziel.pdf, свободный. – Загл. с экрана.
9. Экономика человеческого капитал. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.cheapbook.ru/m/a/chelovecheskiy_kapital, свободный. – Загл. с экрана
10. Нуреев Р.М. Теории развития: новые модели экономического роста (вклад человеческого капитала) // Вопросы экономики. – М., 2000. – №9. – С. 136–157.
11. Дейв Ульрих, Уэйн Брокбэнк. HR в борьбе за конкурентное преимущество. – Претекст, 2010.
12. Стаут Л.У. Управление персоналом. Настольная книга менеджера. – Добрая книга, 2007.
13. Решение SAP в деталях SAP ERP SAP ERP HCM. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.evola.ru/upload/sap%20materials/russian/SAP_HCM.pdf, свободный. – Загл. с экрана.

ДОБЫЧА, ИСПОЛЬЗОВАНИЕ И ПРОБЛЕМЫ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

О.А. Гайворонских¹

Научный руководитель доцент М.Р. Цибулькинова²

¹ *Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия*

² *Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Попутный нефтяной газ (ПНГ) – ценнейшее углеводородное сырье наряду с нефтью и природным газом, извлекается из недр в процессе добычи нефти. В эпоху нарастающего дефицита энергоносителей рациональное использование попутного нефтяного газа является неотъемлемой частью эффективного энергопользования, одним из важнейших показателей уровня промышленного развития страны и обеспечения устойчивого экономического развития регионов [6].

О вопросе использования попутного нефтяного газа сейчас немало говорят и пишут. Именно, сам вопрос возник не сегодня, он имеет уже достаточно долгую историю [7].

Проблема утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) является одной из самых серьезных на сегодняшний день и стоит перед всеми нефтяными компаниями.

Одним из основных требований по рациональному использованию и охране недр в соответствии со статьей 23 Закона Российской Федерации "О недрах" является наиболее полное извлечение основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов.

Актуальность данной проблемы связана с изменением законодательной базы процесса регулирования загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа. Поскольку в 2009 г. вышло Постановление Правительства Российской Федерации, запрещающее с 2012 г. сжигать на месторождениях попутный нефтяной газ, и обязывающее его утилизировать на 95 %.

Одной из самых насущных экономических и экологических проблем России является вопрос повышения эффективности использования природных ресурсов [1]. В целях предотвращения загрязнения атмосферного воздуха и многочисленных попыток решить данную проблему, Правительство РФ приняло Постановление от 8 января 2009 г. "О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках", по которому в настоящее время лицензионные соглашения и проектные документы на разработку месторождений предусматривают, целевой показатель сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках на 2012 год и последующие годы в размере не более 5% от объема добытого попутного нефтяного газа и размер платы за выбросы вредных (загрязняющих) веществ, образующихся при сжигании попутного нефтяного газа на факельных установках.

Данное постановление устанавливает достаточно высокие штрафные санкции, но в реальности же до этого ещё далеко [3].

Томская область относится к немногим регионам России, которые имеют возможность в течение длительного периода времени развивать нефтяную и газодобывающую промышленность, полностью опираясь на собственные природные ресурсы. Минеральные ресурсы являются одним из основных факторов, определяющих перспективы экономического развития Томской области.

Рациональное использование ресурсов нефти является показателем устойчивости развития территории. Наибольшее значение в структуре природного капитала Томской области имеют топливно-энергетические ресурсы из-за несопоставимо высоких цен по сравнению с другими природными ресурсами, их доля составляет 96% от общей ценности природного капитала области. Эти факторы определили ориентацию стратегического развития на приоритетное развитие нефтегазового комплекса [4].

На территории Томской области ежегодно добывается свыше 2 млрд. м³ попутного нефтяного газа. Добычу природного газа и газового конденсата в области ведут две компании: ОАО «Востокгазпром» и ОАО «Томскнефть». В 2010 году при разработке месторождений Томской области общая добыча попутного нефтяного газа составила 2,37 млрд.м³, в 2011 году общая добыча возросла до 2,88 млрд.м³. Использовано 1,21 млрд.м³ (2010г.), 1,59 млрд.м³ (2011г.) Утилизируется 63% (1 588 762 тыс. м³), что значительно ниже среднероссийских показателей (72%). Ещё в 2009 году процент утилизации соответствовал среднероссийскому. Но, как и прогнозировалось, увеличение объёмов добычи нефти компаниями, которые не создали инфраструктуру, необходимую для утилизации ПНГ, привело к снижению этого показателя [8]. Так, создание инфраструктуры по утилизации попутного газа связано с увеличением затрат компаний и в снижении прибылей, поэтому в мягких институциональных условиях объёмы сжигаемого попутного газа будут продолжать увеличиваться. [5]

Таблица

Добыча и использование ПНГ в 2010–2011 гг.

№ п/п	Предприятия недропользователи	Добыча ПНГ, тыс. м ³	Использование ПНГ, тыс. м ³	Добыча ПНГ, тыс. м ³	Использование ПНГ, тыс. м ³	Уровень использования ПНГ, %	
		2010 г.	2011 г.	2010 г.	2011 г.	2010 г.	2011 г.
1	ОАО "Томскнефть" ВНК	1407033	1138151	1586556	1298540	80,9	81,8
2	Другие недропользователи	962522	66928	1292346	290222		
ИТОГО		2 369 555	1 205 079	2 878 902	1 588 762	51	62,9

Однако данные об использовании ПНГ не отражают объективную картину, уровень утилизации по недропользователям различен. Высокий процент утилизации обеспечивается лишь за счет одного крупнейшего нефтегазоконденсатного месторождения – Лугенецкого, принадлежащего ОАО «Томскнефть» [9]. На Лугенецком месторождении ежегодно добывается свыше 1 млрд. м³ ПНГ, т.е. половина добываемого попутного газа области. При этом утилизируется на данном месторождении более 95 % добываемого ПНГ, который подготавливается на месторождении и сдается в магистральный газопровод ОАО «Газпром». [2]

Так же «Востокгазпром» дает очень хороший прирост. Компания выходит на запуск новых месторождений, вводит в эксплуатацию систему использования попутного нефтяного газа. Этот проект позволит «Востокгазпрому» прирастить добычу газа на 500 млн. тонн и довести его использование до 95%, а в перспективе и до 100%.

В рамках проекта построены газокompрессорная станция на Казанском НГКМ, газопровод сырого газа Казанское НГКМ – Мыльджинское ГKM протяженностью 206 км. Эта система не имеет аналогов в России. Ее уникальность в том, что газожидкостная смесь, которая включает в себя попутный газ и жидкие фракции, транспортируется на значительное расстояние в мультифазном потоке. А подготовка этого газа до соответствующих стандартов будет осуществляться вместе с природным газом на технологических установках Мыльджинского месторождения. С вводом в эксплуатацию системы использования попутного нефтяного газа общий объем добываемого «Востокгазпромом» ПНГ увеличится и может составить к 2016 году с учетом запуска новых месторождений Южной группы около 800 млн. куб. м. По сути, запуск этой системы можно приравнять к вводу нового месторождения с большим потенциалом добычи.

Запустив в эксплуатацию систему сбора и транспорта попутного нефтяного газа, «Востокгазпром» сможет вести на полной мощности разработку Казанского месторождения без оглядки на газовый фактор.

В части работы с ПНГ «Востокгазпром» уже можно назвать абсолютным лидером. В среднем по Томской области утилизируется лишь 51% попутного газа. И только «Востокгазпром» и «Томскнефть», запустившая в июле 2011-го газотурбинную электростанцию на Игольско-Таловом месторождении, успешно решают общую для всех предприятий отрасли проблему утилизации ПНГ [10].

По оценкам специалистов департамента природных ресурсов и охраны окружающей среды Томской области, сжигание 1 тыс. кубов ПНГ сопровождается выбросом в атмосферу более 2 тонн загрязняющих веществ.

Сейчас в связи с грядущим запретом на сжигание попутного газа в России этим озаботились и отечественные нефтяники. «Томскнефть» сообщила, что к 2015 году она будет вырабатывать за счет утилизации ПНГ до 100–120 МВт электроэнергии, закрыв таким образом до половины собственных потребностей (сейчас это

около 210 МВт). После всех запланированных мероприятий процент утилизации природного газа у «Томскнефти» дойдет до 70–75%.

Кроме крупнейшего нефтедобытчика в Томской области («Томскнефть») занимает 68% от общего объема добычи и обеспечивает до 30% налоговых поступлений в региональный бюджет), проблемой переработки ПНГ озаботились и другие основные игроки регионального рынка углеводородов. Компаниям с меньшими объемами добычи придется сложнее. На остальных месторождениях добывается небольшое количество ПНГ, что является основной проблемой утилизации попутного газа. Многие из них сжигают сравнительно небольшие объемы газа, за счет того, что сами месторождения – относительно небольшие.

Характерной особенностью размещения месторождений на территории Томской области является то, что большинство месторождений находятся в труднодоступных малонаселенных районах, удаленных от магистральных нефте- и газопроводов, крупных населенных пунктов и промышленных центров.

Администрация Томской области активно занимается решением проблемы утилизации ПНГ, считая необходимым скоординировать и объединить усилия нефтегазодобывающих компаний с целью максимального ускорения решения задач по утилизации и рациональному использованию попутного нефтяного газа (ПНГ).

В настоящее время проблема использования ПНГ решается по трём основным направлениям:

- Программа ОАО «Томскнефть» ВНК, предусматривающая различные подходы к использованию газа со своих месторождений;

- Программа ОАО «Востокгазпром» подача газа с Казанского месторождения на Мыльджинское;

- Программа, разработанная по заказу ОАО «Газпромнефть». [12]

Впрочем, есть иной оригинальный метод решения проблемы. В начале этого года Томский госуниверситет представил лабораторный проект и объявил о создании технологии получения из ПНГ углеродных нанотрубок. Технология позволяет сжимать 50 млн кубических метров газа до размеров спичечного коробка, автоматически решая проблему вывоза [11].

Однако для создания выгодного бизнеса по использованию ПНГ необходима продуманная долгосрочная стратегия правительства в этой области, которая эффективно бы сочетала меры экономического стимулирования и штрафные санкции. В сфере утилизации очень остро стоит вопрос о том, как добиться повышения степени использования газа, не подорвав при этом экономические позиции нефтяных компаний. Ключевая причина, почему до сих пор проблемы утилизации ПНГ так и не решены, заключается в противоположности интересов государства и бизнеса.

Литература

1. Богак Т. В. Применение инновационных технологий при разработке нефтегазоконденсатных месторождений // Вестн. Томского гос. пед. ун-та (Tomsk State Pedagogical University Bulletin), 2007. – Вып. 9 (72). – С. 11–13.
2. Князев М.А., Лукьянов В.Г. Проблемы использования попутного нефтяного газа в Томской области и возможные пути их решения // Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевой базы и предприятий ТЭК Сибири: Материалы региональной научно-практической конференции. – Томск, 2005 г.
3. Постановление Правительства РФ от 8 января 2009 г. "О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках". – М., 2009.
4. Состояние окружающей среды Томской области. Экологический мониторинг. / под. Ред. А. М. Адама. – Томск: Изд. «Оптимум», 2010. – С. 39–42.
5. Токарев А. Н. Влияние институциональных условий на реализацию социально-экономических выгод освоения нефтегазовых ресурсов/Под ред. Крюкова В. А. – Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2007. – 240 с.
6. Попутный нефтяной газ [Электронный ресурс]: – URL: <http://www.ngt-m.ru/apg>
7. Попутный нефтяной газ (ПНГ). Способы утилизации ПНГ. [Электронный ресурс]: – URL: <http://www.europagaz.ru/biblioteka/poputnyj-neftjanoy-gaz.html>
8. Результаты работы нефтегазодобывающего и горнодобывающего комплексов Томской области в 2011 году и планы на 2012 год. [Электронный ресурс]: официальный сайт / Администрации Томской области. – URL: <http://nedra.tomsk.gov.ru/pages.php?ind=nedro&rz=msn&lv=1&menu=msn>
9. «Томскнефть» утилизирует попутный нефтяной газ. [Электронный ресурс]: URL: <http://www.vesti.tvtomsk.ru/news-9888.html>
10. Томские недропользователи больше инвестируют и больше добывают. [Электронный ресурс]: Томские новости. – URL: <http://www.tnews.tomsk.ru/stats/8/41423>
11. Факелы уходят в прошлое [Электронный ресурс] – URL: <http://expert.ru/siberia/2011/29/fakelyi-uhodyat-v-proshloe/>
12. Энергетическая стратегия Томской области на период до 2020 года. [Электронный ресурс]: официальный сайт / Администрации Томской области. – URL: <http://nedra.tomsk.gov.ru/tek/pages.php?ind=tek&rz=es&lv=2&menu=es>

ИНСОРСИНГ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ: ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ

Ш.А. Гермаханов

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аутсорсинг и инсорсинг – это две одновременно разные и похожие управленческие технологии. Оба метода могут быть использованы для сокращения затрат за счет неиспользуемых мощностей. А разница между ними такова: аутсорсинг делает затраты более гибкими при изменении объема производства услуг, а инсорсинг – сохраняет затраты постоянными, но может продавать при этом на внешний рынок неиспользуемые мощности.

Модели аутсорсинга и ОЦО похожи, но ключевое отличие заключается в том, что в случае аутсорсинга, функции и данные передаются на выполнение за пределы компании, часто становясь «черным ящиком» для менеджмента. В случае ОЦО все процессы и данные остаются внутри компании, что немаловажно с точки зрения безопасности данных. Они в любой момент доступны для обработки и аналитики специалистам компании и менеджменту.

Главным источником экономии затрат с помощью инсорсинга являются: повышение эффективности предприятия в целом; появление возможности освободить соответствующие организационные, финансовые и человеческие ресурсы, чтобы развивать новые направления, или сконцентрировать усилия на существующих, требующих повышенного внимания.

В российской предпринимательской практике на инсорсинг чаще всего передаются такие функции, как ведение бухгалтерского учёта, обеспечение функционирования офиса, переводческие услуги, транспортные услуги, поддержка работы компьютерной сети и информационной инфраструктуры, рекламные услуги, обеспечение безопасности.

По мнению специалистов Института аутсорсинга (Outsourcing Institute, США), инсорсинг бизнес-процессов является динамично развивающимся видом оптимизации деятельности предприятий, причем наибольший рост наблюдается в сфере финансов и бухгалтерского учета.

Дочерней компании могут быть переданы практически любые функции предприятия. На практике наиболее распространенными формами реализации инсорсинга в России является передача следующих функций: инвентаризация основных средств, товаров и материалов; бухгалтерский учет и расчет налогов; юридическое обеспечение деятельности; расчет заработной платы сотрудников; управление персоналом; информационные системы и управление базами данных; маркетинговые коммуникации и связи с общественностью; управление проектами от разработки до реализации; вопросы экономической и информационной безопасности; управление логистикой и доставкой; сборка и тестирование; управление транспортом, его техническое обслуживание и ремонт (воздушные и морские суда, автомобильный, железнодорожный транспорт).

Инсорсинг позволяет головной компании сократить издержки и значительно снизить трудоёмкость и затраты на эксплуатацию информационных систем и приложений, сконцентрироваться на основных бизнес-процессах компании, не отвлекаясь на вспомогательные. Поэтому можно сделать следующие выводы, связанные с эффективностью организации бизнеса в форме инсорсинга:

- снижение стоимости реализации бизнес-процесса, а именно: сокращение и контроль издержек; экономия на налогах на зарплату;
- освобождение внутренних ресурсов компании для других целей (возможен синергетический эффект);
- увеличение качества получаемых продуктов или услуг: фокусирование компании на основной деятельности; использование специализированного оборудования, знаний, технологий;
- снижение рисков, связанных с реализацией бизнес-процесса: использование конкуренции на рынке основной деятельности; сокращение влияния неуправляемых факторов (нехватка комплектующих); разделение и частичная передача другой компании рисков;
- дополнительный доступ к финансам (на фондовом рынке) – повышение инвестиционной привлекательности фирмы.

Если все эти выгоды можно частично отнести и к аутсорсингу, то в отличие от аутсорсинга главным преимуществом инсорсинга является минимизация рисков безопасности и утечки сведений конфиденциального характера.

Что касается недостатков, самой главной проблемой является проблема увеличения времени решения возникших трудностей в аварийных ситуациях, связанная с лишним передаточным звеном и согласованиями между дочерним и головным предприятиями.

На сегодняшний день в мире существует множество разновидностей инсорсинга бизнес-процессов, многие из которых успешно применяются и на российских предприятиях. В России инсорсинг используют в основном нефтегазовые компании, куда входят множество добывающих, перерабатывающих и сбытовых предприятий, в России и странах ближнего и дальнего зарубежья. Чаще всего в нефтяных компаниях на инсорсинг выделяют структуры, занимающиеся бухгалтерским обеспечением и сервисным обслуживанием производственной деятельности.

В целях обеспечения бухгалтерского учёта на своём предприятии и предоставления необходимой отчётности в налоговые службы и внебюджетным фондам используется специализированная дочерняя компания. Формы сотрудничества могут быть весьма разнообразны, начиная от формирования «нулевой отчётности» и до регулярного сотрудничества на ежедневной основе.

Теоретически и практически, бухгалтерская компания может полностью выполнять все функции бухгалтерии головного предприятия вплоть до исполнения банковских платежей и выставления первичных документов контрагентам. Однако, это не исключает возможности построения достаточно сложных и гибких бизнес-процессов с использованием внешних компаний и собственных сотрудников для достижения максимальной эффективности.

Не стоит путать инсорсинг бухгалтерии с привлечением внештатного бухгалтера. Инсорсингу присуща, главным образом, передача регулярных функций. В то время как привлечение внештатного специалиста необходимо расценивать скорее как передачу эпизодических объёмов работ конкретному исполнителю.

Еще одной причиной «за» инсорсинг финансовых процессов и бухгалтерского учета является возможность сохранности принадлежащей предприятию финансовой информации, правильность ведения и

предоставления финансовой и налоговой отчетности в регулирующие органы. Тогда как одним из очевидных недостатков аутсорсинга является опасение за сохранность финансовой информации.

И хотя крупные аутсорсинговые компании обладают соответствующей компетенцией и несут ответственность перед заказчиком за правильность и своевременность предоставления информации, тем не менее, именно финансовый отдел и бухгалтерия заказчика отвечают перед государством за правильность и своевременность отчетности. Как следствие, крупные предприятия (в особенности нефтяные) в России неохотно идут на такой аутсорсинг, предпочитая вести бухгалтерию самостоятельно или же выделять бухгалтерскую деятельность в автономное структурное и подконтрольное предприятие (инсорсинг).

Вместе с тем, эффект от создания ОЦО этим не ограничивается. Следствием формирования ОЦО является решение задач по улучшению качества обслуживания, повышению прозрачности системы управления и эффективности эксплуатации информационных систем. Передача одной или нескольких сервисных функций в ОЦО ведет к следующим эффектам:

- централизация средств вычислительной техники и оптимизация численности обслуживающего персонала без ущерба для качества обслуживания, что непосредственно влияет на уменьшение стоимости владения;

- оптимизации численности персонала, выполняющего данные функции за счет соответствия мировым стандартам численности. Например, обычно один бухгалтер по расчету заработной платы на предприятии выполняет расчет для 500-600 сотрудников. Обычная норма для ОЦО – это 1200-1400 сотрудников;

- снижение рисков потери квалифицированного персонала. Концентрация экспертизы (квалифицированного в определенной области персонала), ранее распределенной по компаниям, ведет к развитию профессиональной среды, способствующей росту квалификации персонала, созданию равноуровневых по квалификации групп (эксперты, ведущие специалисты, специалисты) с возможностью замены сотрудников в группах и обмена знаниями как внутри групп, там и между группами;

- наставничество и обучение в процессе работы становится более эффективным, чем в распределенной среде;

- снижение затрат на персонал за счет размещения ОЦО на территориях с относительно низким уровнем заработной платы и достаточно высокой квалификацией сотрудников;

- повышение качества обслуживания предприятий за счет высокой, но узконаправленной квалификации сотрудников ОЦО, унификации бизнес-процессов и функций, регламентов взаимодействия (рисунк).

Что касается нефтегазовой отрасли, то одним из важных факторов внедрения современных центров общего обслуживания стало использование новых информационных технологий – SAP ERP.

Успех в жестком нефтегазовом бизнесе может принести только одно средство – максимальная концентрация и оптимизация имеющихся ресурсов.

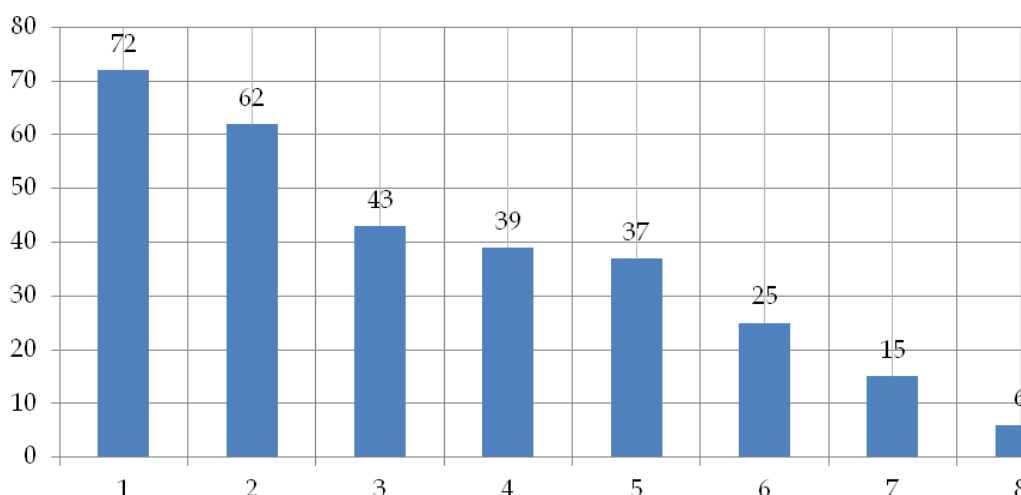
Для того чтобы добиться этого, российским нефтегазовым компаниям необходим комплекс мер, способных поднять эффективность управление предприятием до уровня мировых стандартов. Постоянная ориентация на новейшие достижения в области менеджмента, многолетний опыт в разработке отраслевых решений, в частности, специализированных решений для предприятий нефтегазовой отрасли, возможность легкой адаптации решений SAP к конкретным нуждам заказчика, надёжность SAP как делового партнёра – вот что делает сотрудничество с SAP наиболее оправданным шагом в совершенствовании управления компанией.

Вместе с отраслевыми решениями SAP предлагает интегрированный, наглядный, проверенный инструмент, включающий в себя предварительную настройку всех необходимых бизнес-процессов, свойственных предприятиям нефтегазовой отрасли.

Внедрение решений SAP for Oil & Gas – магистральный путь к эффективному управлению. Сам за себя говорит тот факт, что 50% всех сотрудников десяти самых крупных нефтегазовых компаний мира (это приблизительно 500 тысяч человек) являются пользователями SAP, а в трех самых крупных нефтегазовых компаний мира конечными пользователями решений SAP являются уже 75% всех сотрудников. Именно эти компании играют основную роль на нефтегазовом рынке сегодня. Мировой опыт эффективного управления, опыт ведения бизнеса в отрасли, накопленные знания SAP помогут решению сложных задач в условиях новой экономики.

Компания SAP является ведущим в мире поставщиком программных решений для управления бизнесом. В настоящее время более 95.000 клиентов компаний, расположенных в более чем 120 странах мира, используют в своей работе программное обеспечение SAP: начиная от решений, отвечающих потребностям предприятий среднего и малого бизнеса, и заканчивая комплексными решениями для глобальных корпораций. Решения SAP для управления бизнесом помогают предприятиям во всем мире совершенствовать взаимоотношения с клиентами, расширять совместную деятельность с партнерами и повышать эффективность деятельности компаний в рамках логистических цепочек и бизнес-операций.

Компания SAP, основанная в 1972 году, имеет богатую историю инноваций и роста. В настоящее время число сотрудников SAP в свыше пятидесяти стран по всему миру составляет более 47 тыс. человек. SAP зарегистрирована на нескольких фондовых биржах, в том числе на Франкфуртской и Нью-йоркской фондовых биржах под маркой «SAP».



1 – уменьшение затрат; 2 – совершенствование процессов; 3 – повышение удовлетворённости трудом;
 4 – повышение качества; 5 – расширение бизнеса; 6 – внедрение новой техники; 7 – внедрение новых услуг;
 8 – другое

Рис. Преимущество общих центров обслуживания, в %

Имеющийся у компании богатый опыт в области разработки обширной палитры решений предоставляет компаниям-клиентам возможности оптимизации всех аспектов их деятельности. С помощью решений SAP компании всех размеров, в том числе предприятия малого и среднего бизнеса, могут сократить издержки, повысить эффективность и получить возможность оперативно реагировать на изменение потребностей бизнеса. Компанией SAP также была разработана технологическая платформа SAP NetWeaver, позволяющая клиентам получить большую выгоду от инвестиций в информационные технологии. Профессионалы, работающие в компании, стремятся обеспечить самый высокий уровень сервиса и поддержки для клиентов.

Компания SAP в странах СНГ продолжает оставаться лидером рынка решений для управления предприятиями, ее доля составляет 49,6% по данным отчета IDC, ведущей международной исследовательской и консалтинговой компании, IDC Russia Enterprise Application Software 2008-2012 Forecast and 2007 Vendor Share.

Таким образом, чтобы вывести предприятие, с точки зрения эффективности управления, на новый уровень нефтегазовые компании активно внедряют современную систему SAP ERP, которая в свою очередь, требует реструктуризации служб и подразделений нефтегазовой компании. Вместе с тем, изменяются требования к профессиональным знаниям, навыкам и опыту персонала и способам их оценки.

Литература

1. Богачёв И. Компания SAP СНГ – взгляд в 2009 год и перспективы 2010 года [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.sap.com>, свободный.

ЭКСПЕРТИЗА МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ КОМПЕТЕНТНОСТИ ПЕРСОНАЛА ОБЩЕГО ЦЕНТРА ОБСЛУЖИВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИИ

Ш.А. Гермаханов

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В ходе тестирования общего центра обслуживания (ОЦО) специалисту предстояло ответить на 32 вопроса. Общий банк тестовых заданий для специалистов составил около 1000 тестовых заданий разного уровня сложности. Специалист соответствующего подразделения тестировался по заранее разработанной спецификации, которая включала банк соответствующих наборов компетенций и уровней сложности, согласно занимаемой должности и подразделению.

В таблице представлены результаты тестирования специалистов ОЦО.

Наиболее высокие знания и навыки показали сотрудники ОЦО по компетенции «знание бизнеса» – 78,3%. На последнем месте оказалась компетенция «навыки в сфере информационных технологий» – 51,6%, что связано с низкими знаниями и опытом работы в SAP ERP. При этом лучше по этой компетенции выглядели ведущие специалисты и специалисты по сравнению с руководителями подразделений.

Максимальный уровень знаний специалисты показали в области учёта банковских операций – 81,5% , минимальный по компетенции принципы учета по МСФО (GAAP США) (41,5%). Низкий уровень качества знаний по компетенции «знания в сфере бухгалтерского и налогового учёта» (60,2%) связано с низкими знаниями и навыками специалистов в области учёта по GAAP США, которые только начинают внедряться на уровне дочерних предприятий в данной нефтегазовой компании.

Таблица

Оценка компетентности персонала ОЦО, %

Компетенции	Компетентность персонала				Средний уровень компетентности персонала
	Начальники управлений	Руководители отделов и групп	Ведущие специалисты	специалисты	
1	2	3	4	5	6
Знания в сфере бухгалтерского и налогового учета					
Общие принципы, элементы и виды учета	78	72	65	62	69,3
Методология и нормативные акты (РСБУ)	74	68	64	58	66,0
Налоговое законодательство, ведение налогового учета	68	71	62	55	64,0
Принципы учета по МСФО (GAAP США)	46	43	44	33	41,5
ИТОГО	66,5	63,5	58,8	52	60,2
Знание бизнеса					
Уставные документы, политика и процедуры	81	82	76	76	78,8
Организационная среда	79	77	74	75	76,3
Направления бизнеса	83	82	78	76	79,8
ИТОГО	81,0	80,3	76,0	75,7	78,3
Знание процессов					
Бухгалтерский учет и отчетность (РСБУ)	78	79	75	76	77,0
Налоги и налогообложение	70	73	66	65	68,5
Учет закупок	87	88	67	57	74,8
Учет реализации	82	83	74	73	78,0
Учет товарно-материальных ценностей	73	74	79	76	75,5
Учет основных средств	68	69	71	68	69,0
Учет капитальных вложений	66	64	67	64	65,3
Учет финансовых вложений	67	63	64	62	64,0
Учет кредитов, займов и обеспечений обязательств	65	61	56	44	56,5
Учет приобретения услуг	71	73	74	69	71,8
Учет реализации услуг	70	72	68	55	66,3
Учет банковских операций	82	81	82	81	81,5
1	2	3	4	5	6
Учет затрат и формирование себестоимости	56	57	46	48	51,8
Учет и расчет заработной платы	72	82	81	82	79,3
Расчеты с подотчетными лицами	75	78	76	71	75,0
ИТОГО	72,1	73,1	69,7	66,1	70,3
Навыки в сфере информационных технологий					
SAP FI	52	54	51	48	51,3
SAP CO	51	50	52	49	50,5
SAP FI-AA	48	49	48	36	45,3
1С: «Бухгалтерский учёт», версия 8.0	65	71	73	72	70,3
СЭА	46	48	51	52	49,3
MS Office (Word, Excel, Power Point)	44	45	46	47	45,5
Internet/Intranet	44	48	53	52	49,3
ИТОГО	50,0	52,1	53,4	50,9	51,6
Средний уровень компетентности	67,4	67,3	64,4	61	65,2

Необходимо обратить внимание на низкий уровень качества знаний и опыта по компетенциям: учет затрат и формирование себестоимости (51,8%); учёт финансовых вложений (64%); SAP FI (51,3%); SAP CO (50,5%); MS Office (45,5%); Internet/Intranet (49,3%).

С точки зрения классификации и ранжирования уровней подготовки отдельных групп специалистов и руководителей подразделений сотрудники в данном случае показали относительно равные результаты, которые находятся на уровне 61-67% качества знаний и навыков. Высокий уровень качества знаний и навыков показали руководители практически по всем компетенциям, кроме навыков в области информационных технологий.

Лучшие результаты в ходе тестирования показали управление по учёту расчётов банковских операций (1 место); управление по учёту расчётов с персоналом (2 место); отдел налоговой отчётности (3 место). В аутсайдерах оказались: управление по учёту текущих операций и отдел международной отчётности.

По компетенциям «знания в сфере бухгалтерского и налогового учета» и «знание процессов» лучшими стали: отдел международной отчётности и управления по контролю качества процессов и по учету внеоборотных активов и производственных запасов. Хуже всех по компетенции «знания в сфере бухгалтерского и налогового учета» показали себя специалисты управления по поддержке бизнеса (57,2%) и отдел международной отчётности (56,2%).

Обобщая результаты апробации системы оценки знаний и навыков специалистов ОЦО необходимо отметить, что в целом уровень подготовки специалистов достаточно высокий.

Однако, необходимо разрабатывая программы повышения квалификации персонала ОЦО целесообразно обратить внимание на развитие компетентности персонала по следующим направлениям:

- принципы учета по МСФО (GAAP США);
- навыки в сфере информационных технологий, в части SAP ERP.

Литература

1. Разработка тестовых материалов: учеб.-метод. комплекс / Н.С. Михайлова, М.Г. Минин, Е.А. Муратова, Б.В. Илюхин. – Томск: ТПУ, 2008. – 282 с.
2. Михайлова Н.С., Минин М.Г., Муратова Е.А. Разработка фонда оценочных средств в проектировании образовательных программ: Учеб. пособие. – Томск: ТПУ, 2007. – 213 с.
3. Дёмин В.А. Профессиональная компетентность специалиста: понятие и виды // Мониторинг образовательного процесса, 2000. – № 4. – С. 34 – 42
4. Алюшина Ю.Б., Дмитриевская Н.А., Ефимова Л.А. Научное видение модели специалиста // Научное обеспечение образования: Науч.-метод.: сб. – М.: МГУЭСИ, 2000. – С. 27–33.

УТИЛИЗАЦИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Е.Ф. Гончарук

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Отсутствие производственно-технологической и транспортной инфраструктуры является одним из факторов низких показателей утилизации нефтяного попутного газа. Так, по данным МПР, из 55 млрд. м³ ежегодно добываемого в России ПНГ лишь 26% (14 млрд. м³) направляется в переработку, 47% (26 млрд. м³) идет на нужды промыслов либо списывается на технологические потери и 27% (15 млрд. м³) сжигается в факелах. Таким образом, коэффициент утилизации газа составляет в среднем 73% (Таблица 1), если основываться на данных о технологических потерях и расходах на собственные нужды.

Таблица 1

*Показатели объемов добычи и уровня использования НПГ с 1970 по 2008 г.
(по данным Федеральной службы государственной статистики)*

Показатель	1970	1980	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Добыча НПГ, млрд м ³	16	23	40	25	29	30	32	39	42	43	44	48.6	51.5
Уровень использования НПГ, в процентах от объема добычи	68	64	80	81	80	80	75	78	76	76	77	73	77

Точность официальных и неофициальных данных по ресурсам и объемам утилизации ПНГ подвергается сомнению в силу несовершенства методики и техники измерения, учета и оценки ресурсов газа. Так, В. Путин в 2007 г. признал, что в стране сжигается более 20 млрд. м³ в год. Исследование, проведенное на средства Всемирного банка (ВБ), показало, что Россия сжигает около 38 млрд. м³/год. В то же время согласно данным Федеральной службы государственной статистики с 2000 года по 2008 год на факелах в стране сжигалось от 6 до 13 млрд. м³, причем объем сжигания постепенно увеличивался по сравнению с 2008 годом.

Существует множество проблем, связанных с масштабным сжиганием попутного нефтяного газа. Их можно сгруппировать в 3 основные группы: экономические, экологические и социальные (Рисунок 1) [2].

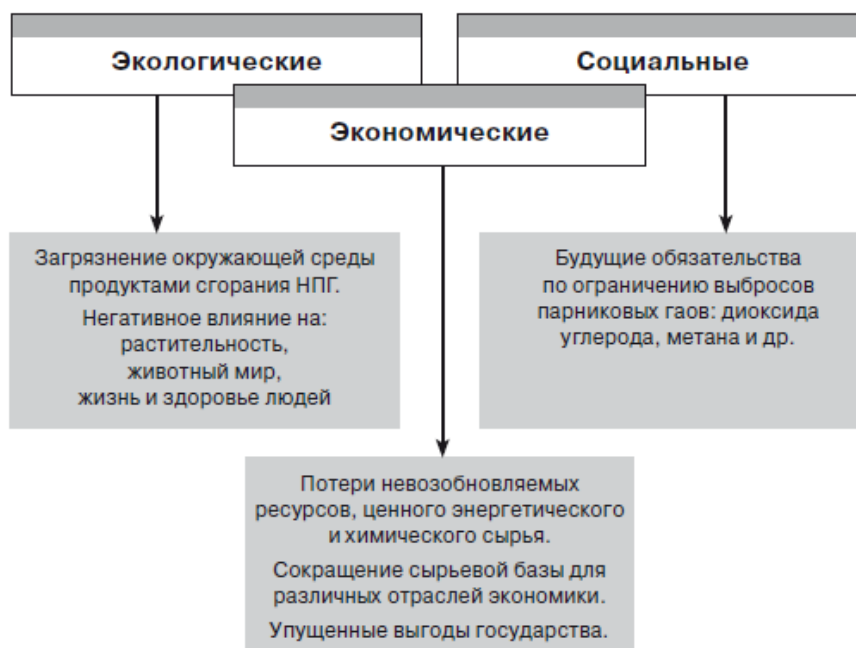


Рис.1. Проблемы, связанные с сжиганием ПНГ

В первую очередь хочется отметить экологические проблемы. Сжигание попутного газа в факелах дает около 1% всех мировых выбросов парникового углекислого газа, кроме этого это уничтожение ценных невозобновляемых природных ресурсов. Сжигание ПНГ приводит к значительным выбросам твердых загрязняющих веществ и ухудшению экологической обстановки в нефтепромысловых районах. По данным общественной организации «Экологическое движение конкретных дел», в 2006 году объем загрязнения атмосферы при сжигании ПНГ составил 12% от общего объема выбросов вредных веществ в стране. В результате сжигания ПНГ в факелах оказывается существенное воздействие на климат. Сжигание ПНГ сопровождается тепловым загрязнением окружающей среды: вокруг факела радиус термического разрушения почв колеблется в пределах 10–25 метров, растительность – от 50 до 150 метров [1].

Существуют разные перспективы использования попутного нефтяного газа:

- использование газа и продуктов его переработки в районах добычи на технологические нужды промыслов и для местных потребностей в энергоресурсах;
- сбор и переработка на газоперерабатывающих заводах с получением сухого отбензиненного газа (СОГ) для поставки в газотранспортные сети и получением газохимической продукции;
- закачка ПНГ в продуктивные нефтяные пласты для повышения пластового давления и нефтеотдачи;
- поставка ПНГ отдаленным потребителям, например, для производства тепловой и электрической энергии, либо по трубопроводам, либо в сжиженном виде автомобильным или иным доступным транспортом.

Одно из реальных на данный момент решений утилизации ПНГ это строительство газотурбинных (ГТЭС) и газопоршневых (ГПЭС) электростанций на месторождениях, которые сегодня наиболее чем отвечает интересам добывающих компаний. Рост добычи приводит к росту потребления электроэнергии, что обязывает предприятия обзавестись собственными источниками. К тому же собственная генерация снижает зависимость финансовых результатов нефтяных компаний от постоянного роста тарифов на электроэнергию. За 2008-09 годы на российских промыслах заработало более 30 ГПЭС и ГТЭС, на ряде работающих станция была увеличена мощность [4].

Ещё один из перспективных способов утилизации ПНГ это блочно-модульная установка российско-голландского производства, состоящая из четырёх модулей: для очистки попутного газа от сероводорода, сепарации газа, подготовки и фракционирования газа и энергогенерации. Установка изготовлена для применения непосредственно в местах нефтедобычи, в том числе на малодобитных месторождениях. Она выпускается на заводе «Нефтегазмаш» в Саратовской области на 70% из отечественных деталей. Уже начато создание полностью отечественной блочно-модульной установки для переработки газа в синтетическую продукцию на базе оксосинтеза. Это позволит получать более 50 продуктов. Но окажется ли целесообразно и выгодно использовать данные установки предприятиям или всё же окажется рентабельнее для них сжигать попутный газ в факелах, или же, в лучшем случае, вкладывать деньги в строительство собственных электростанций, мы узнаем в скором будущем [3].

В настоящее время разработано достаточно большое количество проектов совместного осуществления по эффективному использованию ПНГ. Компании реализуют новые бизнес-решения в направлении эффективного использования ПНГ, включая создание совместных предприятий, частно-государственных

партнерств и пр. Показатели компаний по объемам добычи и использования НПГ имеют тенденцию улучшения, но существующая динамика большинства компаний недостаточна для достижения 95% уровня использования НПГ, которое требует государство, что в первую очередь объясняется недостаточность имеющихся финансовых ресурсов у нефтегазовых компаний, особенно малых.

Для создания выгодного бизнеса по использованию НПГ необходима продуманная долгосрочная стратегия правительства в этой области, которая эффективно бы сочетала меры экономического стимулирования и штрафные санкции с целью уменьшения издержек и увеличения выгод нефтяных компаний при использовании НПГ.

Литература

1. Книжников А.Ю, Пусенкова Н. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России. – Москва, 2009. – Выпуск 1. – С. 2 – 6.
2. Книжников А.Ю, Кутепова Е.А.. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России. – Москва, 2010. – Выпуск 2. – С. 6 – 11.
3. «Попутчик» в происках выхода...// «Нефть России». – Москва, 2009. – № 7. – С. 81.
4. Энергетический бум// «Нефть и капитал». – Москва, 2010. – № 1-2 (165). – С. 38.

УТИЛИЗАЦИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В РОССИИ: ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АСПЕКТ

Е.Ф. Гончарук

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последние годы не теряет актуальность интерес государства и мирового энергетического делового сообщества к проблеме утилизации попутного газа, как из-за экологических, так и экономических и финансовых соображений.

Экономическая проблема утилизации нефтяного попутного газа, касается следующих параметров:

- Потери невозобновляемых ресурсов, ценного энергетического и химического сырья.
- Сокращение сырьевой базы для различных отраслей экономики.
- Упущенные выгоды государства [2].

По расчетам МПР, из-за сжигания НПГ Россия ежегодно теряет около 139,2 млрд. рублей (консолидированная стоимость жидких углеводородов, пропана, бутана и сухого газа, производимых при переработке попутного газа), хотя суммарный эффект от переработки НПГ в стране мог бы составить 362 млрд. рублей в год. По подсчетам Минпромэнерго, из-за недостаточной степени переработки НПГ бюджет ежегодно теряет около \$13 млрд. Только в одном Ханты-мансийском автономном округе, по данным администрации округа, ежегодно сгорает в факелах до 7,6 млрд. м³ попутного газа, что сравнимо с уничтожением 6,5 млн. тонн нефти. Согласно результатам исследования, профинансированного Всемирным банком, при уровне цен 2007 г. около трети сжигаемого в факелах российского НПГ можно было бы полезно использовать, что привело бы к дополнительным ежегодным доходам страны в размере 2,3 млрд. долл., и позволило бы сократить выбросы углекислого газа более чем на 30 млн. т/год [1].

Нефтяной попутный газ можно использовать не только для получения тепловой и электрической энергии, но и как ценное сырьё для нефтегазохимии, в частности для получения таких продуктов как

- сухой отбензиненный газ;
- широкая фракция легких углеводородов;
- стабильный газовый бензин;
- моторное газовое топливо (автомобильный пропан-бутан);
- сжиженный нефтяной газ для коммунально-бытовых нужд;
- этан и другие узкие фракции, в том числе индивидуальные углеводороды (пропан, бутаны, пентаны).

Кроме этого из НПГ могут быть выделены, азот, гелий, сернистые соединения. При каждом последующем переделе, где исходным сырьём будут служить продукты предыдущего передела, ценность новой продукции будет возрастать [3].

Однако, несмотря на всю привлекательность использования нефтяного попутного газа в производственных и коммерческих целях существуют определённые финансовые сложности, связанные с внедрением современных технологий по утилизации, создания и производства специальных мобильных установок, способных работать на отдельных скважинах [5].

Нефтяные компании занимаются вопросами повышения уровня использования НПГ, однако недостаточное количество финансовых ресурсов замедляет темпы внедрения технических новаций. Например, комплекс подготовки и транспортировки НПГ включает в себя массу затрат, которые необходимы на удаление механических примесей и осушку, отбензинивание, сероочистку, в отдельных случаях удаление негорючих компонентов, компримирование и конечно же создание инфраструктуры. Многие компании не имеют возможности инвестировать эти проекты, особенно данные мероприятия обременительны для малых компаний чем для крупных корпораций.

Большинству недропользователей выгоднее сжечь попутный газ в факелах, заплатив соответствующие штрафы. Постановлением Правительства РФ № 410 от 1 июля 2005 года «О внесении изменений в Приложение

№1 к Постановлению Правительства РФ от 12 июня 2003 г. № 344» норматив платы за выбросы метана в составе ПНГ, сжигаемого факельными установками был увеличен в 1000 раз – с 0,05 до 50 руб. (в пределах допустимых нормативов выбросов) и с 0,2 до 250 руб. (в пределах лимитов выбросов) за выброс 1 тонны загрязняющего вещества. Проводимые финансистами компаний расчеты показывают, что суммарные штрафные платежи за сжигание ПНГ при существующих нормативах платы за выбросы меньше, чем капитальные затраты на строительство инфраструктурных объектов для использования ПНГ.

В основе решения проблемы лежит приоритетная роль государства в качестве главного субъекта регулирования экономических отношений в общенациональных экономических интересах.

Утилизация нефтяного попутного газа может стать коммерчески выгодным видом деятельности. Для создания выгодного бизнеса по его использованию необходима продуманная долгосрочная стратегия правительства в этой области, которая эффективно бы сочетала меры экономического стимулирования, например, налоговые льготы, и штрафные санкции. Политика не должна подрывать при этом экономические позиции нефтяных компаний, в первую очередь малых недропользователей, разрабатывающих мелкие и средние месторождения с низкими дебитами. Кроме того, необходимо учитывать происходящее в целом снижение нефтедобычи и сворачивание инвестиционных программ нефтяных компаний. Также важна поддержка научного сообщества для решения вопроса повышения степени использования. Возможно создание частно-государственного партнёрства с целью начального финансирования и последующей реализации проектов утилизации ПНГ.

Литература

1. Книжников А.Ю., Пусенкова Н. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России. – Москва, 2009. – Выпуск 1. – С. 2 – 6.
2. Книжников А.Ю., Кутепова Е.А.. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России. – Москва, 2010. – Выпуск 2. – С. 6 – 11.
3. Попутный нефтяной газ – «попутка» или ценный ресурс// «Нефть, газ и бизнес». – Москва, 2009. – С. 30-31.
4. Разные проблемы попутного газа// «Нефть России». – Москва, 2009. – № 7. – С. 113.
5. «Попутчик» в происках выхода...// «Нефть России». – Москва, 2009. – № 7. – С. 80.

РАЗВИТИЕ МЕТОДОЛОГИИ УЧЕТА И ОЦЕНКИ ОХОТНИЧЬЕ-ПРОМЫСЛОВЫХ РЕСУРСОВ НА РЕГИОНАЛЬНОМ УРОВНЕ НА ПРИМЕРЕ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

А.В. Демьянова¹

Научный руководитель доцент М.Р. Цибульникова²

¹Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

²Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Разработка и реализация государственной стратегии устойчивого развития России в качестве одного из важнейших направлений предполагает социально-экономическую оценку природных ресурсов, вовлекаемых в хозяйственный оборот, и ее отражение в составе национального богатства страны. В широком понимании национальное богатство – важнейший макроэкономический показатель, характеризующий экономическую мощь и потенциал страны. Динамика этого показателя определяет уровень эффективности народного хозяйства страны. В методологическом смысле общепринятая трактовка категории «национальное богатство» включает: недвижимое и движимое имущество, природные блага и нематериальное богатство. В свою очередь полнота структуры богатства предопределяется целью проводимой его оценки и ролью той или иной его составляющей.

Оценка природных ресурсов – сложная задача, которая становится первоочередной в условиях рыночной экономики. Основные проблемы в этом вопросе возникают из-за отсутствия общепринятой методологии экономических оценок ресурсов и процессов ресурсопотребления, соответствующей правовой и нормативно-методической базы. Разработку методов денежных оценок природных ресурсов длительное время сдерживала недостаточная обоснованность теоретических посылок. Более того, природные ресурсы зачастую рассматривались в отрыве от проблем оценки элементов национального богатства и их воспроизводства. Именно отсутствие до настоящего времени единых согласованных методических подходов по социально-экономической оценке природных ресурсов (стоимости земли, недр, лесов и др.) не позволяет их учитывать и отражать в составе национального богатства страны.

В этой связи главная задача состоит в разработке общей концепции экономической (стоимостной) оценки природных ресурсов, которая позволила бы выработать единую систему показателей оценки разнообразных природообразующих компонентов, оптимальных с точки зрения согласования интересов экономики и природопользования, а также использование природных ресурсов домашними хозяйствами, информации о которых всегда недостаточно [1].

Для оценки природных ресурсов используют различные методы. Один из них метод рентной оценки, учитывает факт ограниченности и уникальности ресурса. Особенность метода заключается в том, что стоимость запасов природных ресурсов определяется как капитализированная ежегодная рента за период их полного использования. Определение всего объема используемых природных ресурсов является ключевым моментом данной методологии. Применение нерыночных, субъективных методов оценки, позволяет выявлять полный объем используемых ресурсов, в том числе, домашними хозяйствами [2] [3].

Богатые природные ресурсы – существенное конкурентное преимущество Томской области, важный фактор развития экономики области и формирования высокого качества жизни.

Для планирования регионального развития важным является учет национального богатства. В настоящее время оценка национального богатства основана на оценке минерально-сырьевых ресурсов, которые приносят ощутимый рентный доход. При принятии решения о возможности добычи полезных ископаемых на том или ином участке, как правило, решение будет принято в пользу добычи полезных ископаемых. Но ни для кого не секрет, что ресурсы леса и животного мира имеют огромное социально-экологическое и экономическое значение. В Томской области 25% населения области проживает в 12 районах (50% территории области), где биологические ресурсы являются основой существования населения [3].

Общий список охотничье-промысловых животных включает 28 видов млекопитающих и 38 видов птиц. Охотничьи угодья Томской области достаточно обширны и составляют более 31 млн. га. Для долгосрочного пользования 56 юридическим лицам предоставлено 16,5 млн. га охот угодий. Общее число лиц, занимающихся организованной охотой в области, составляет более 32,5 тыс. человек. Достаточно развита и популярна у населения охота на копытных, медведей, зайцев, на боровую и водоплавающую дичь, а также промысел пушных зверей. К сожалению, не получает своего развития охота на диких голубей, болотную и полевую дичь, особенно на куликов и пастушковых. У охотников-промысловиков отсутствует какая-либо экономическая мотивация по осуществлению промысла бобра, ондатры, а в последнее время и белки. Постоянно идет недоосвоение установленных лимитов на добычу бурых медведей, что в свою очередь ведет к росту численности хищников в угодьях и необходимости разрабатывать мероприятия, стимулирующие отстрел зверей. В последние годы в угодьях Томской области все чаще встречаются дикие кабаны, группы, и отдельные особи которых заходят из сопредельных районов Новосибирской области.

Добыча охотничье-промысловых животных осуществляется штатными охотниками, охотниками-любителями и домашними хозяйствами. Нормы изъятия (отстрела) устанавливаются согласно учетным данным по видам животных.

Добыча лося в 2009 года сократилась до 380 голов в год, белки – до 18 тыс. голов. Добыча бурого медведя не превышает 400 голов в год, в то время как добыча дикого северного оленя составляет всего 100 голов. По экспертным данным в период весенней охоты на территории области добывается 30-35 тыс. уток всех видов, 5,0-5,5 тыс. тетеревов, 1,5-2 тыс. глухарей.

В целом по области, по данным Управления Россельхознадзора по Томской области, наблюдается увеличение численности бурого медведя, ондатры, соболя, лисицы, зайца-беляка, белки. В 2009 году зарегистрирована относительная стабилизация численности росомахи, лося, колонка, косули, норки. Численность водоплавающей и боровой дичи в Томской области находится на достаточно высоком уровне. В последние годы заметно увеличилась численность тетерева и белой куропатки.

Причин роста численности боровой дичи несколько, главной из них следует считать наличие больших площадей, не возделываемых сельхоз хозяйствами и служащих хорошими кормовыми и защитными угодьями для птиц.

Наблюдается снижение численности волка, белки, рыси. По данным Департамента природных ресурсов и охраны окружающей среды Томской области, ежегодно изымается менее 15% численности популяций охотничье-промысловых животных. Но на локальных территориях, возможно, их истощение за счет перепромысла и трансформации среды обитания в процессе хозяйственной деятельности. Имеющаяся информация по ресурсам животного мира дает общую картину обилия охотничье-промысловых ресурсов. Однако данные мониторинга охотничьих ресурсов не дают возможности определить достоверные объемы потоков использования ресурсов. Ухудшение условий работы и проживания населения таежных поселков стимулирует рост неконтролируемой добычи охотничьих ресурсов (браконьерства) как основного способа выживания, что может отрицательно сказаться на численности ряда охотничьих видов животных. На состоянии численности лосей, также отрицательно сказывается хищническая деятельность медведей и, от части, волков. Хищная деятельность этих зверей выражается не только в сокращении численности, но и в изменении структуры популяции лосей. Уничтожая взрослых самцов лосей – лучших производителей, медведи ухудшают качественный состав популяции. Волки же сокращают количество составляющих это население особей, так как загрызают преимущественно молодняк обоего пола.

Объем использования ресурсов леса населением региона в 2009 году составил 80,814 млн. рублей. Запасы оценивались как капитализированная рента от использования. При годовой ставке дисконта 3%, стоимость запасов составит 2553,7 млн. рубле (в основе расчетов лежат ставки сбора за пользование объектами животного мира).

Но используя те же самые данные о количестве отстреленных животных по лицензиям (без учета браконьерства), и калькуляция себестоимости продукции животного, можно получить совершенно другие результаты. Для примера рассмотрим особь бурого медведя. Вес животного колеблется от 350 до 500 кг, при этом рыночная стоимость за килограмм мяса составляет порядка 100 рублей. Цена шкуры медведя оценивается в районе 20 тыс. рублей. Так же представляют интерес медвежий жир и желчь, которые используются в медицине. Цена варьирует от 150 до 250 рублей за 100 грамм, а желчи от 100 рублей за 1 грамм. Таким образом, цена одной особи медведя составляет около 70 тыс. рублей, при стоимости лицензии 3 тыс. рублей. Используя данный алгоритм, также можем вычислить стоимость особи лося, она составит порядка 24 тыс. рублей, дикий северный олень – 14 тыс. рублей за особь. Данные о стоимости продуктов, получаемых от охотничьих животных, взяты из опросов охотпользователей.

Если сравнить полученные данные в первом и во втором варианте, то сумма разового дохода от полной стоимости (при калькуляции себестоимости) объекта животного мира, составит 1305,96 млн. рублей в год, а при той же ставке дисконтирования составит 41268,34 млн. рублей, что в 16 раз превышает данные подсчитанные с помощью ставки сбора за пользование объектами животного мира.

Экономическая оценка охотничье-промысловых ресурсов показала, что государственная система учета не учитывает экономическую ценность ресурсов животного мира. При выборе видов лесопользования официальными государственными органами предпочтение отдается другим видам лесопользования, которые приносят большие доходы в государственный бюджет. Поэтому не учитываются интересы не только охотпользователей, но и окружающей среды. Кроме того в отдаленных районах Томской области развитие бизнеса в сфере охоты является основой для увеличения занятости населения и сокращения бедности.

Литература

1. Ромашкина Г.Н., Гордонов М.Ю., Фоменко Г.А., Фоменко М.А., Арабова Е.А. О развитии стоимостного учета природных ресурсов в России // Вопросы статистики: научно-информационный журнал, 2010. – № 9. – С. 32–43.
2. Бобылев С. Н. Индикаторы устойчивого развития: экономика, общество, природа / Бобылев С. Н., Зубаревич Н. В., Соловьева С. В., Власов Ю. С. Под ред. Бобылева С. Н. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 232 с.
3. Цибульников М. Р. Развитие методологии учета и оценки природных ресурсов на региональном уровне, на примере Томской области / Вестник Томского государственного университета № 341, – Томск: Изд. ТГУ, 2010.

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ

А.П. Добровинский

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Термин «устойчивость» используется для обозначения способности любой системы сохранять стабильность функционирования при воздействии постоянно меняющихся факторов внутренней и внешней среды и встречается, как правило, в естественных и точных науках. В то же время, возникновение периодических кризисных явлений в мировой и национальной экономике, вызванных противоречиями общественного развития, приводит к необходимости использовать термин «устойчивость» и его производные в экономической науке.

Для большинства российских предприятий современный менеджмент во всех его формах и проявлениях является серьезным вызовом. В современных условиях руководители организаций уже не могут полностью полагаться только на свой собственный опыт, здравый смысл или сложившийся тип принятия решений и используемые управленческие технологии. Более того, в настоящее время сложность управления организацией возрастает пропорционально неопределенности организационного окружения, также можно отметить тенденцию роста профессионального подхода к менеджменту и увеличивающуюся неопределенность и обобщенность предлагаемых моделей управления. Поэтому для динамических систем, к которым в полной мере относятся и хозяйственные системы, все чаще применяется понятие «устойчивое развитие», отражающее непрерывный процесс совершенствования деятельности организации.

Развитие организации – это целенаправленное изменение структуры и характера процессов организации, которое помогает достигать более высокого уровня качества организации и её эффективности. Таким образом, под устойчивым развитием компании можно понимать такую организацию её функционирования, которая ориентирована на обеспечение эффективного взаимодействия организации с экономической, социальной и экологической средами, при условии адаптации организации к факторам внешней среды, с целью сохранения социальной стабильности, экологической безопасности и экономической эффективности.

Каждая организация стоит перед непростым выбором пути дальнейшего развития и совершенствования внутрифирменной системы менеджмента. Сегодня предлагаются огромный спектр апробированных инструментов менеджмента таких как: ERP, стандарты серии ISO 9000 и процессный подход, модель делового совершенства EFQM, сбалансированная система показателей (BSC), концепция бережливого производства, система "Шесть сигм", управление знаниями, управление проектами и т.д. Все это, полезные практические инструменты и подходы, которые могут быть реализованы в любой компании. Однако остается открытым вопрос что, в каком сочетании и когда необходимо их применять для дальнейшего развития успеха компании. Поэтому содержание устойчивого развития современной организации представляет собой взаимосвязь нескольких видов устойчивости, основные из которых представлены на рисунке.

Рассмотрим каждый из видов устойчивости на примере нефтегазовой отрасли.

Устойчивость технико-технологического уровня характеризуется прогрессивностью применяемой техники и технологических процессов, механизацией, внедрением гибких автоматизированных производств и новой техники.

Современный уровень технологического уровня развития многих российских нефтегазовых предприятий недостаточен для эффективного решения небольшого круга текущих задач, и, в сравнении с западными компаниями, недостаточен для формирования действительно конкурентоспособной организации в будущем. Во многом этому способствует неблагоприятный экономический и политический климат в стране, неразвитость транспортной инфраструктуры и ухудшающиеся условия добычи углеводородов в России. Все это

приводит к отказу нефтегазовых компаний вкладывать в России средства в развитие технико-технологической базы.

Организационно-экономическая устойчивость связана с применяемой организационной и производственной структурой предприятия, уровнем организации труда персонала, внутреннего управления и внешних взаимоотношений с клиентами и поставщиками, партнерами и конкурентами, государственными органами.



Рис. Основные виды устойчивости современной организации

Несмотря на достаточно длительный путь развития российских нефтегазовых компаний в условиях рыночных отношений на сегодняшний день многие исследователи по-прежнему отмечают широкое использование традиционных форм организационной структуры, не самых эффективных методов управления и взаимодействия как внутри организации, так и за пределами.

Отрицательную роль при внешних взаимодействиях играет действующая в настоящее время система государственного регулирования экономики и высокий коррупционный уровень государственной власти. Кроме того, складывается впечатление, что современный менеджмент российских нефтяных и газовых компаний просто не способен работать в реальных конкурентных условиях и ориентируется только на краткосрочную перспективу, без серьезной проработки стратегических планов, что без сомнения может привести к необратимым процессам в рамках жизненного цикла организации.

Социальная устойчивость показывает степень социальной защищенности персонала предприятия, в том числе доля участия персонала в прибыли и управлении производством, стабильность в сохранении рабочих мест, наличие и эффективное использование фонда социального развития, увязка размера оплаты труда с прожиточным уровнем.

Во многих нефтегазовых организациях часть направлений социальной устойчивости, таких как общая защищенность, уровень оплаты труда и некоторые др., развита достаточно хорошо с позиции современных требований. Связано это с высоким уровнем цен и спроса на углеводородную продукцию в последние годы, следовательно, есть возможность дать социальные гарантии работникам. В то же время, такая ситуация подвержена серьезному риску в случае снижения цен на углеводородное сырье. Кроме того, такие элементы как участие работников в управлении организацией, сохранность рабочих мест и др. в большинстве случаев не развиты, что не позволяет в полной мере задействовать весь человеческий капитал для повышения эффективности организации.

Инновационная устойчивость характеризует способность предприятия к внедрению новых технологий и способов организации и производства, к выпуску новых видов продукции, выполнению новых видов работ, оказанию новых видов услуг.

В инновационном развитии нефтегазовой отрасли России за последние годы заметны серьезные изменения в лучшую сторону. Применение передовых технологий в разведке, бурении, обустройстве месторождений и т.д. создает хорошую основу дальнейшего развития организаций, но нельзя не отметить, что сам процесс использования инноваций носит характер заимствований технологий развитых стран, без должного развития собственной инновационной активности. Не в последнюю очередь это связано с экономической нецелесообразностью инновационной деятельности на территории России, и как следствие дешевле приобрести готовые решения, но все это ставит российские компании в серьезную зависимость от сторонних зарубежных организаций, что подрывает саму их жизнеспособность.

Инвестиционная устойчивость помогает обеспечить превышение денежных притоков над денежными оттоками, необходимое для развития основной деятельности и роста стоимости бизнеса.

Известно, что для нефтегазовой отрасли характерна высокая капиталоемкость, а также продолжительный период возврата инвестиций, в среднем проходит 10 лет между вложениями и началом возврата инвестиций. Все это означает необходимость для нефтегазовых организаций разрабатывать и реализовывать хорошо проработанные инвестиционные программы, что характерно далеко не для всех российских компаний. Также надо отметить серьезный разрыв между реальной потребностью во вложениях в совершенствование материально-технической базы, приращение запасов, разработку новых месторождений и реальными инвестициями в эти важнейшие элементы, обеспечивающие устойчивость развития организации.

Производственная устойчивость определяется эффективностью производственного менеджмента, способствующей снижению сбоев и остановок производственной деятельности, возникающих вследствие действия факторов риска, недостаточной надежности каналов снабжения и работ по кооперации.

Для нефтегазовой отрасли характерна высокая интенсивность и насыщенность производственной деятельности. Ряд факторов, таких как высокая степень износа основных фондов, удаленность производственных объектов, неразвитость транспортной инфраструктуры и др., приводят к высоким затратам для поддержания достаточного уровня производственной устойчивости российских нефтегазовых организаций. При этом ситуация усугубляется нежеланием руководства компаний вкладывать средства в развитие внутриорганизационной среды, а также отсутствует хорошая мотивация работников к поддержанию высокой производственной культуры.

Сущность финансовой устойчивости определяется стабильным превышением доходов над расходами, обеспечением свободного маневрирования финансовыми ресурсами путем эффективного их использования, что способствует бесперебойному процессу производства и реализации продукции.

Начиная с 2000 г. вплоть до последнего времени (исключение составляет небольшой период 2008 г.) постоянный рост мировых цен на углеводороды позволял нефтегазовым компаниям обеспечивать высокую финансовую устойчивость деятельности. В то же время, многие нефтегазовые компании реализовывали политику высоких дивидендов в последние годы в ущерб развитию организации и реализации инвестиционных программ. Поэтому для них существует серьезный риск снижения финансовой устойчивости в случае ухудшения текущей благоприятной ситуации, в силу снижения уровня добычи углеводородов и высокой себестоимости извлечения углеводородного сырья в России.

Экологическая устойчивость определяет взаимосвязь экономики предприятия, его экологической безопасности (учет уровня комплексного решения экономических и экологических вопросов при принятии инвестиционных решений, соотношения потребления ограниченного природного капитала и возобновляемого в процессе производства) и минимизации вредного влияния производственно-хозяйственной деятельности предприятия на окружающую среду.

Развитие национального законодательства в области охраны окружающей среды и популярность сертификации по международным стандартам ISO 14000 создают хорошую основу для поддержания и развития экологической устойчивости российских нефтегазовых организаций, но также нельзя не отметить факты серьезных нарушений этих стандартов, сознательной дезинформации о реальных экологических последствиях аварий на производственных объектах, отсутствия профилактических мероприятий для поддержания экологической безопасности и нежелания руководства компаний мотивировать правильное экологическое поведение работников.

В заключение можно отметить, что развитие идей устойчивого развития привело в конце 90-х годов к идее создания в отдельных компаниях и бизнес-сообществах необходимых условий для совместной деятельности по охране природы и труда людей и в 1997 г. Дж. Элкингтон (John Elkington) сформулировал тройную цель устойчивого развития для бизнеса: Люди, Планета, Прибыль (People, Planet, Profit – три Р), причем именно в такой последовательности приоритетов. Поэтому в настоящее время концепция устойчивого развития является доминантой современного менеджмента. Устойчивое развитие – это новая философия развития общества, основанная на интеграции социальных, экологических и экономических аспектов при принятии решений и в практической деятельности, направленных на обеспечение жизнедеятельности будущих поколений людей.

Таким образом, целевой блок современной компании, построенный на основе концепции устойчивого развития, призван обеспечить соблюдение баланса интересов бизнеса, людей, общества и, самое главное, будущих поколений. По существу, будущие поколения становятся важнейшей заинтересованной стороной компании наряду с потребителями, персоналом, партнерами и т.д. Поэтому необходимо развивать соответствующие средства для решения этих задач на основе совершенствования внутрифирменных систем менеджмента.

Литература

1. Угольницкий Г.А. Устойчивое развитие организаций. Системный анализ, математические модели и информационные технологии управления. – Москва: Издательство физико-математической литературы, 2011. – 320 с.
2. Нефтегазовое дело: Устойчивое развитие промышленных предприятий: термины и определения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.ogbus.ru/authors/Rodionova/Rodionova_5.pdf, свободный.
3. Коробкова З.В. Устойчивое развитие промышленных предприятий в глобализированной экономике // Совершенствование институциональных механизмов в промышленности :Сб. науч. тр. /Под ред. В.В. Титова, В.Д. Марковой. – Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2005. – С. 90–101.
4. quality.eur.ru [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.goodlancer.com/archives/16881>, свободный.

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ИНСТРУМЕНТЫ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ ИСТОЩЕНИЯ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДОВ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Д.И. Зайцева

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Россия

Томская область – один из ключевых нефтегазовых регионов в составе Западной Сибири. Область занимает третье место по добыче углеводородного сырья в Западно-Сибирском регионе. Так, по состоянию на 1 января 2011 года извлекаемые запасы в регионе составляют 837 млн.тонн нефти. Из открытых 118 месторождений в разработку введено только 60, на которые приходится 80% от общих томских запасов. Ресурсы нефти нераспределенного фонда оцениваются в 1,1 млрд.тонн. Пик добычи нефти в Томской области пришелся на 2004 год, когда добывалось порядка 15 млн тонн нефти, после чего произошло стремительное падение. В последние годы недропользователи потихоньку наращивают производство, но сырьевая база региона истощается – выработанность томских месторождений составляет 46% [1].

Томские власти рассчитывают значительно нарастить запасы за счет ГРП в северо-восточной части области, которая практически еще не разведана и где предполагается бурение двух параметрических скважин. Ожидается, что в следующем году федеральный бюджет выделит на ГРП в регионе 1,52 млрд рублей, что почти в четыре раза больше, чем в прошлом. А вот недропользователи в последние три года вкладываются в геологоразведку в области очень неохотно. В нынешнем году инвестиции будут почти вдвое меньше запланированных. [1].

Анализ сырьевой базы Томской области (рис.1) также показал, что на территории области перспективные ресурсы нефти составляют более половины доказанных геологических запасов [2], однако их переход на категории С2 и С1 осложнен сразу несколькими факторами. Здесь уделено внимание в первую очередь экономическому аспекту. Так, соотношение между плотностью поискового бурения и разведанностью ресурсов (после 1995 г. каждый новый метр разбуренности добавлял всего 1% к разведанности) также свидетельствует об истощении ресурсной базы данного района.

Статистические данные по средней величине открываемых месторождений (средние размеры вновь открытых месторождений нефти и газа по Западной Сибири уменьшились за последние годы в десятки раз) также подтверждают истощение недр в данном нефтедобывающем районе. И вопрос наращивания ресурсной базы Западной Сибири за счет, в первую очередь, прогнозных ресурсов, остается актуальным.

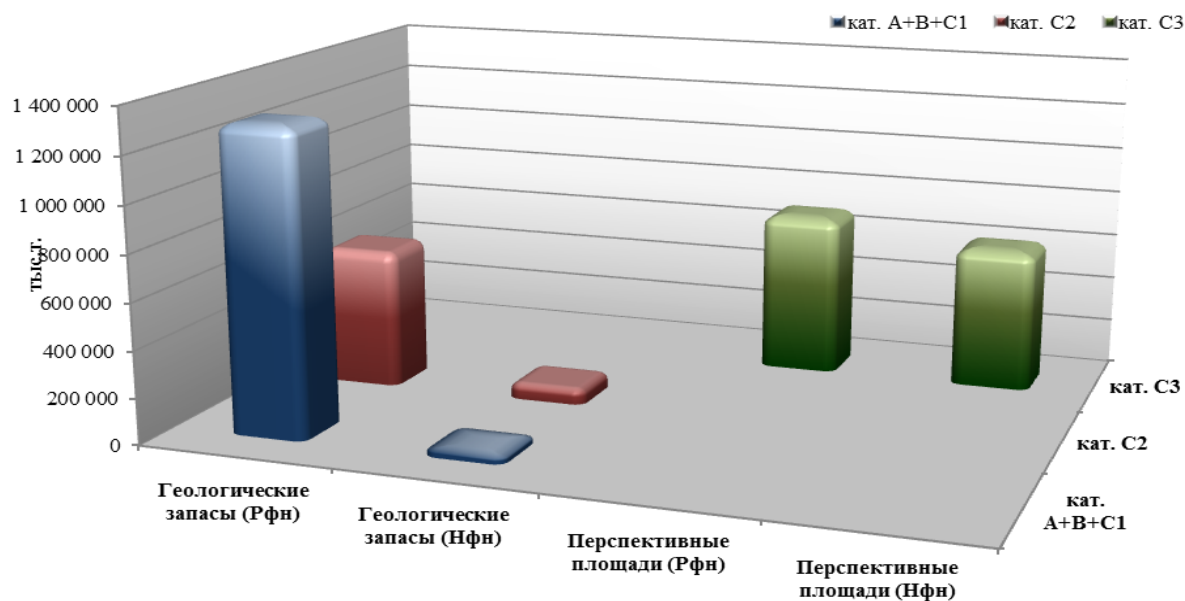


Рис. 1 Структура запасов и ресурсов нефти на территории Томской области

Так, основной причиной возникновения данной ситуации является снижение активности недропользователей, их нежелание вкладываться в геологоразведку, что вполне обоснованно со стороны особенно малых недропользователей, которым в финансовом плане это совершенно не выгодно и более того, рискованно. В результате, мы получаем следующую картину (рис.2):

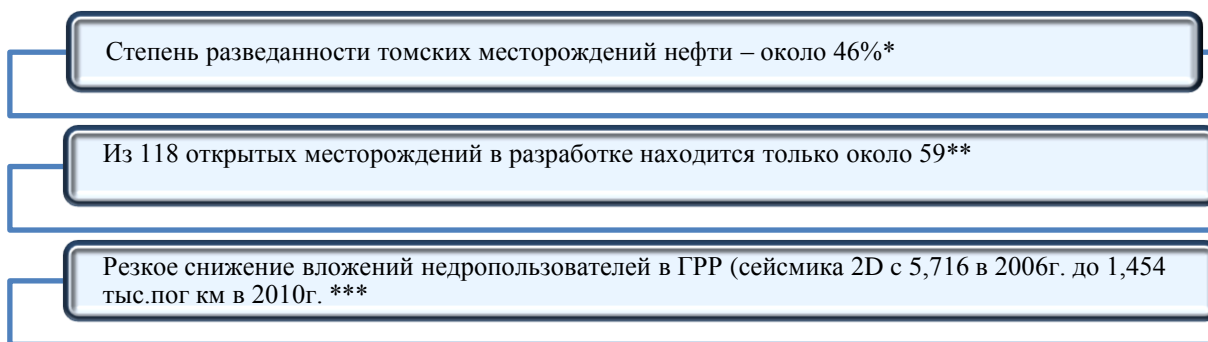


Рис. 2 Данные, подтверждающие проблему истощения ресурсной базы региона

* - по словам зам. Губернатора Томской области по недропользованию и ТЭК Владимира Емешева

** - данные государственных балансов запасов полезных ископаемых РФ (на 01 января 2011 года)

*** - данные Администрации Томской области

Данная ситуация не могла не сказаться как на добыче нефти, так и на освоении новых месторождений. Объем добычи нефти растет медленными темпами и так и не достиг за последние 7 лет уровня добычи 2004 года [2] (рис.3).

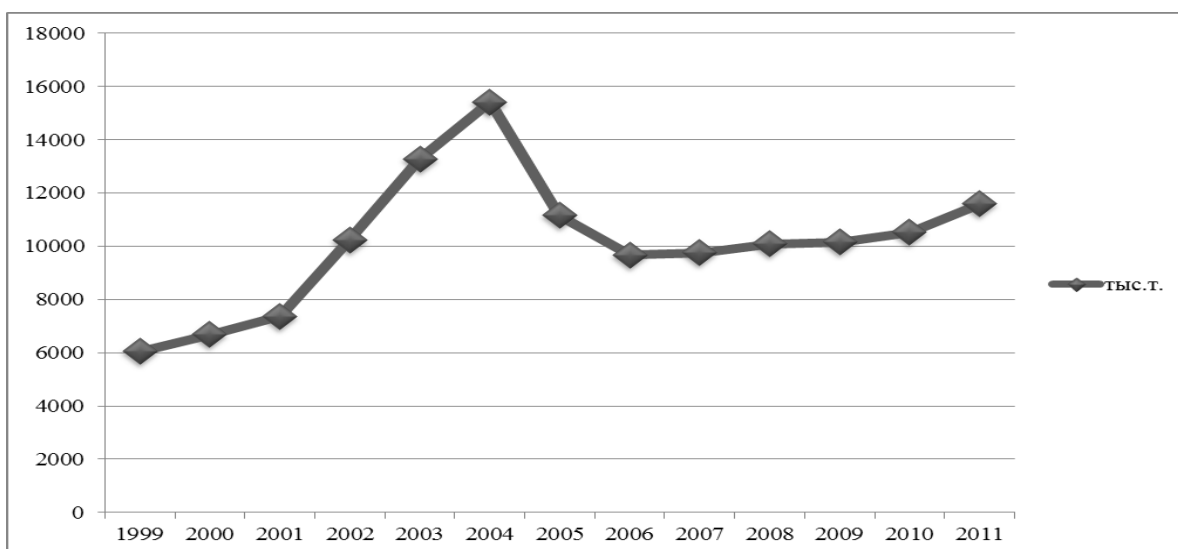


Рис. 3 Динамика добычи нефти в Томской области, тыс.т.

Причиной наметившейся небольшой стабилизации является увеличение количества добывающих предприятий-недропользователей. Основная же причина неустойчивого положения с уровнями добычи нефти была и остается в настоящее время - это отсутствие новых изученных территорий с доказанной перспективностью отложений на содержание скоплений углеводородного сырья, куда бы недропользователи могли выйти с поисковыми работами и оправданным риском своих капиталовложений.

Поэтому одним из перспективных направлений наращивания минерально-сырьевой базы углеводородного сырья является освоение новых территорий, неисследованных нефтегазоносных комплексов и выявление нетрадиционных ловушек нефти и газа, где ожидается открытие крупных и средних месторождений углеводородов [3]. На данный момент динамика освоения новых месторождений следующая: с 2007 г. видно резкое снижение качества открываемых месторождений по наличию в них запасов (рис.4). Это обосновывается в основном началом финансового кризиса, что привело к снижению финансирования ГРП как со стороны Федерального бюджета, так и на уровне недропользователя. Отсюда – резкое снижение числа открываемых месторождений и ухудшение качества данных месторождений (ввиду возможного недостаточного геологического изучения и проч.)

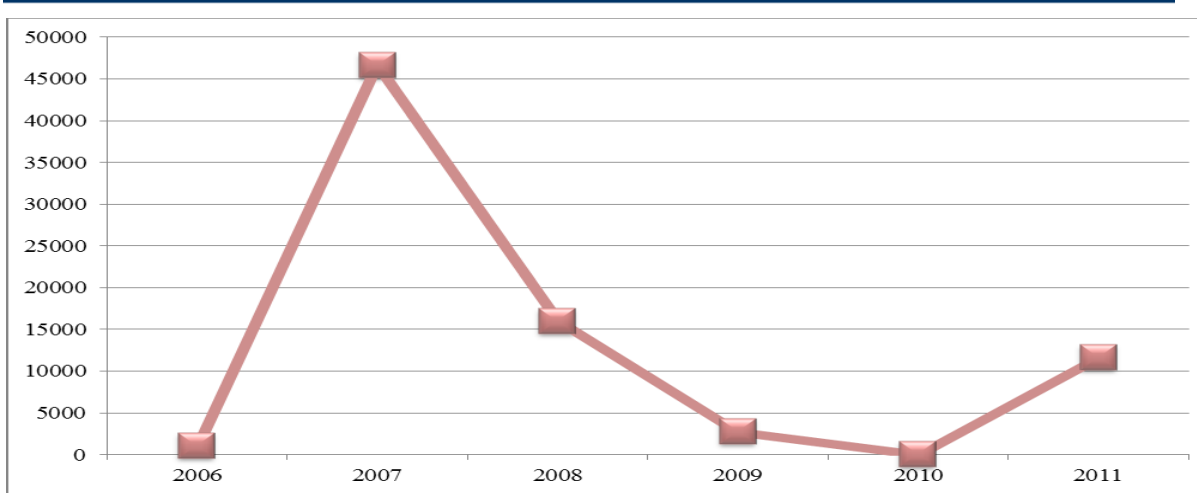


Рис. 4 Динамика открытий месторождений нефти с запасами, тыс.т.

Однако сложившуюся ситуацию нельзя назвать безысходной. У Томских предприятий хороший уровень адаптированности к изменению внешних условий рынка. Но, безусловно, необходимо изменить направленность государственного регулирования недропользования на территории области.

Наращивание минерально-сырьевой базы возможно путем изменения подхода со многих сторон (рис.5.)



Рис. 5 Схема путей воспроизводства минерально-сырьевой базы Томской области

В плане экономического аспекта главной задачей, которую возможно разрешить с сложившейся ситуацией – стимулирование поисково-разведочной деятельности частного бизнеса (как крупных, так и малых недропользователей).

Для решения данной задачи необходим экономический инструментарий, который можно представить на макроэкономическом и микроэкономическом уровне. Данный инструментарий, таким образом, охватывает налоговую, бюджетную, торговую и проч. политики, а так же политику воздействия на труд и капитал (рис.6)



Рис. 6 Экономический инструментарий наращивания минерально-сырьевой базы нефти на территории Томской области

Предложенный инструментарий носит условный характер, но при этом охватывает основные сферы влияния на сложившуюся ситуацию. Основным возможным результатом внедрения данного инструментария является всесторонний охват аспектов стимулирования активности в части наращивания минерально-сырьевой базы региона со стороны недропользователей, в частности малых недропользователей, у которых ощущаются повышенные риски в связи с нехваткой собственных финансовых средств на освоение новых месторождений нефти.

Необходимость дальнейшего изучения и проработки данного инструментария выявилась в результате проведенного выше анализа. Так, на основании государственных балансов полезных ископаемых (запасов нефти) на территории РФ, данных Администрации Томской области и территориального управления по недропользованию на территории Томской области был подтвержден факт истощения ресурсной базы региона. На данном этапе необходима доработка экономического инструментария и увязка между собой отдельных инструментов с учетом различных факторов: характеристик нефти на территории, условиями залегания нефти, особенностями государственной и областной политики в отношении недропользователей и программ лицензирования участков недр и проч.

Литература:

1. «В поисках утраченного» // Журнал «Нефть и Капитал», 2011 – №11.
2. Государственные балансы запасов нефти на территории Томской области (на 01 января 2011.)
3. Нефтегазодобывающий комплекс Томской области: состояние и перспективы развития – [Электронный ресурс]: <http://www.geoim.ru>, доступ открыт

АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ АЛГОРИТМ РАСЧЕТА ПЛАТЫ ЗА ВЫБРОСЫ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В ВОЗДУХ

М.П. Иванова

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Решение проблемы негативного воздействия на окружающую среду с экономической точки зрения, в настоящее время, остается по-прежнему актуальной. Поскольку экономические инструменты в области природопользования и охраны окружающей среды, не всегда направлены на обеспечение охраны окружающей среды и рациональное природопользование. Особое внимание, среди таких инструментов, уделяется системе природоресурсных платежей, которая основана на совокупности стандартов качества среды и технологических

стандартов для воды, воздуха и почвы [1, 2]. Основными являются стандарты качества среды, которые представляют собой ПДК загрязняющих веществ, безопасные для здоровья человека и окружающей среды [3, 4, 5]. Одна из проблем системы природоресурсных платежей, заключается в том, что, в настоящее время, существует несоответствие между количеством имеющихся нормативов платы и предельно допустимых концентраций (ПДК) для загрязняющих веществ, поскольку количество ПДК практически в 10 раз больше, чем количество нормативов платы [6].

В данной работе показаны недостатки существующей платы за негативное воздействие на окружающую среду (на примере загрязнения атмосферного воздуха) и показаны преимущества предлагаемого алгоритма «плата за опасность». Результаты расчета стоимости существующей платы и платы в зависимости от опасности конкретного вещества (1/ПДК) за выброс в воздух 1 т загрязняющих веществ, для г. Томска в 2008 г. (данные из [7]), показали (рис. 1), что при определении ставки платы за тонну конкретного вещества умножением ставки за условную тонну на величину, обратную ПДК, стоимость платежа выше, следовательно, целесообразно вести расчет ставки платы в зависимости от опасности конкретного вещества.

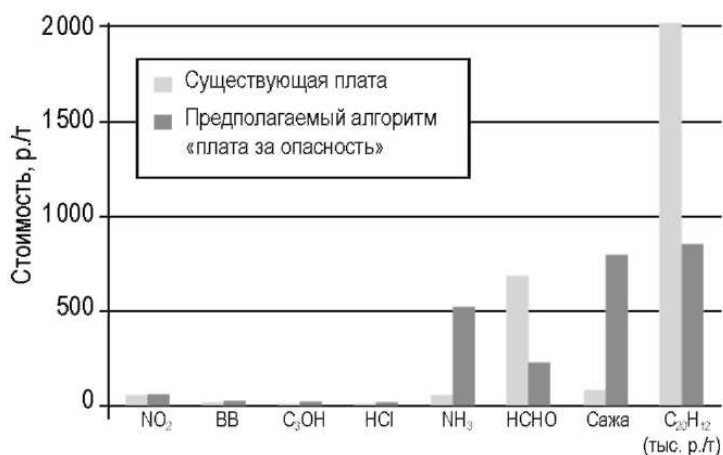


Рис. 1. Диаграмма изменения расчета существующей платы и платы в зависимости от опасности конкретного вещества (1/ПДК) за выброс в воздух 1 т загрязняющих веществ

Результаты анализа платежей по классам опасности для существующей платы и предлагаемого алгоритма «плата за опасность» (рис. 2) показали, что в целом доля платежа по предлагаемому алгоритму «плата за опасность» выше, чем у существующей платы (например, для 4-го и 3-го классов наблюдается увеличение платы в 10 раз, для 2-го и 1-го классов опасности - в целом осталась неизменной) [6].

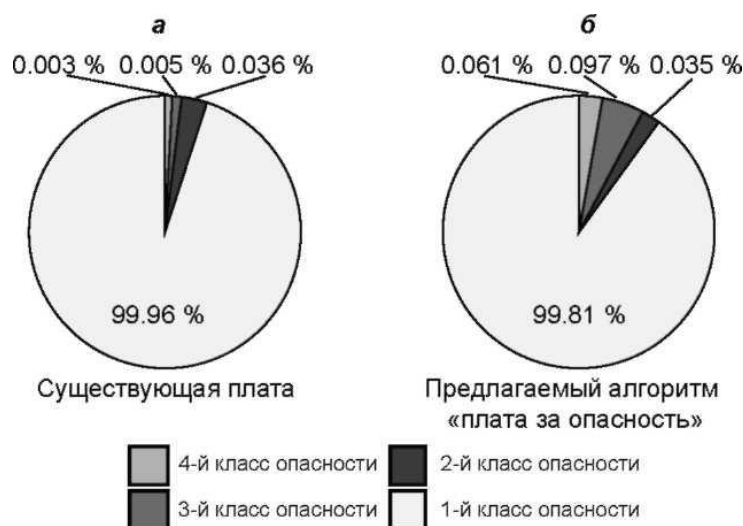


Рис. 2. Изменение доли платежей за выброс в воздух 1 т загрязняющих веществ в зависимости от класса опасности конкретного вещества

В заключение, можно сказать, что на основании полученных расчетов можно сказать, что необходим возврат к системе платежей за негативное воздействие на окружающую среду в зависимости от опасности конкретного вещества для окружающей среды (например, предельно допустимых концентраций).

Литература

1. Экологическое право: учеб. для вузов / под ред. С.Д. Боголюбова. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Высшее образование, – Юрайт-Издат, 2009. – 481 с.
2. Дрхипова Д.В. Налогообложение предприятий при недропользовании // Вестн. Томского гос. пед. ун-та (Tomsk State Pedagogical University Bulletin) – Томск, 2007. – Вып. 9 (72). – С. 5-8.
3. Природоресурсные платежи: учеб.-практ. пособие / под ред. д-ра юрид. наук, проф. Д.Д. Ялбулганова. – М.: КНОРУС, 2004. – 256 с.
4. Киселева Т.В., Михайлов В.Г. Оценка основных подходов к определению состояния эколого-экономических систем // Вестн. Томского гос. пед. ун-та (Tomsk State Pedagogical University Bulletin) – Томск, 2007. – Вып. 9 (72). – С. 31–32.
5. Копытова Д.И., Таюрский Д.И. Экономические механизмы охраны окружающей природной среды // Вестн. Томского гос. пед. ун-та (Tomsk State Pedagogical University Bulletin) – Томск, 2007. – Вып. 9 (72). – С. 33–32.
6. Любятинская М. П. Определение принципа взимания платежей за загрязнение воздуха, земельных и водных ресурсов // Вестник Томского государственного педагогического университета – Томск, 2011 – №. 12 (114) – С. 36–40
7. Экологический мониторинг: Состояние окружающей среды Томской области в 2008 году / Авторы: гл. ред. Д.М. Адам, редкол.: В.Д. Коняшкин, С.Н. Воробьев, Н.В. Горина; департамент природн. ресурсов и охраны окружающ. среды Томской обл., ОГУ «Облкомприрода» администрации Томской обл. – Томск: Изд-во «Оптимум», 2009. – 144 с.

КЛЮЧЕВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

А.В. Илларионова

Научный руководитель профессор Г.А. Орлова

Всероссийская академия внешней торговли, г. Москва, Россия

Развитие мировой экономики в долгосрочной перспективе демонстрирует, что экономический рост большинства стран мира продолжится, несмотря на влияние кризисных явлений 2008-2009 гг., и темпы роста мировой экономики могут составить в среднем 3,7-3,8% в год [3;116-124]. Мировой опыт показывает, что рост экономики традиционно сопровождается ростом потребления энергии, зависимость между темпами роста экономики и энергопотребления характеризуется коэффициентом эластичности, значение которого определяется характером и структурой экономики. Лидером роста индустриальной энергетики, безусловно, является Китай. За 2000-2009 гг. потребление угля в стране возросло в 2,15 раза, нефти – в 1,8 раза, природного газа – в 3,3 раза. Около 60% энергоресурсов потребляется странами, входящими в ОЭСР (Организация экономического сотрудничества и развития). В нефтяной отрасли в 2000-е гг. главной тенденцией был быстрый рост спроса в развивающихся странах при спаде спроса в странах ОЭСР. Истощение месторождений с благоприятными условиями добычи стало предпосылкой быстрого роста цен на нефть. В газовой отрасли наблюдались аналогичные процессы, а также быстрая интеграция мирового газового рынка [1].

Основные факторы, которые будут влиять на мировой спрос на энергию в ближайшей перспективе, можно объединить в четыре крупных блока: макроэкономические процессы, геополитические, бизнес-среда для энергокомпаний и развитие инновационных технологий в энергетике⁴.

Макроэкономические процессы представляют собой совокупность сводных, усредненных, обобщающих показателей экономического развития, которые непосредственно влияют на темпы роста электропотребления в мире. Важнейшим источником растущего спроса на электроэнергию является рост промышленного производства. Наиболее ярким примером роста спроса на энергию стали экономики развивающихся стран, где происходит индустриализация экономики, предполагающая развитие энергоемких отраслей. На долю этих стран придется около 40% всего прироста, и в первую очередь на Китай, Индию и страны Латинской Америки. Страны, находящиеся на постиндустриальном этапе развития, экономический рост которых в основном обеспечивается в секторе услуг, в том числе и в финансовом секторе, демонстрируют меньшую зависимость между ростом экономики и электропотребления. Однако, анализируя зависимость между потреблением ресурсов и экономическим ростом, необходимо учитывать и фактор энергосбережения. В развитых странах повсеместное внедрение энергосберегающих технологий является одним из основных способов повышения конкурентоспособности продукции и услуг. Факторами роста энергопотребления являются также увеличение численности населения страны более чем на 1,4 млрд. человек в следующие 20 лет и рост уровня жизни населения [6]. Так, лидерами по энергопотреблению на душу населения являются развитые западные страны, в частности, США и Канада.

К макроэкономическим процессам следует отнести также влияние мировых кризисных явлений на энергетическую отрасль. Существенным экономическим фактором стали значительные колебания цен на нефть, которые претерпевали изменения с 140,7 долл./бар в 2008 г. до 43 долл./бар в 2009 г., около 77 долл./бар в 2010 г.

⁴ Данная классификация факторов разработана автором.

и более 100 долл./бар, что негативно отразилось на развитии многих инновационных проектов в сфере энергетики. Кроме того, особое значение для развития мировой энергетики приобретают вопросы, связанные со снижением выброса парниковых газов в атмосферу и развитием новых экологически приемлемых технологий. В декабре 2009 года в Копенгагене прошла конференция сторон Рамочной конвенции ООН по изменению климата, на которой новое соглашение по борьбе с негативными последствиями по изменению климата так и не было подписано: США и крупные эмитенты – Китай, Бразилия Индия, Индонезия так и не приняли условия посткиотского соглашения, хотя конференция приняла к сведению политическую декларацию. 6–17 июня 2011 года в городе Бонн (Германия) состоялась новая переговорная сессия по проблеме изменения климата с более чем 3 тысячами участников из 183 стран. Разработанные в Бонне проекты решений были представлены на Конференции сторон Рамочной конвенции ООН об изменении климата, которая состоялась в декабре 2011 года в городе Дурбан (ЮАР) [5].

Вторым крупным блоком факторов, оказывающих серьезное влияние на структуру генерации и потребления электроэнергии в разных странах является геополитическая ситуация в мире. На мировую энергетику все большее воздействие оказывают геополитические факторы, это обусловлено ее ключевой ролью в социально-экономическом развитии стран, а также проблемами обеспечения энергетической безопасности. Динамичное развитие мировой энергетики в конце XX века, сопровождающееся значительным расширением потоков международной торговли энергетическими ресурсами, оборудованием и услугами, сделало актуальным понятие о геополитических аспектах энергетики. К ним можно отнести географическое положение крупнейших месторождений нефти, газа, угля (что является основным топливом для выработки электроэнергии) с точки зрения их удаленности от основных рынков сбыта, а также возможности транспортировки этих ресурсов [2;72]. По мере роста электропотребления все острее встает проблема энергетической безопасности, которая уже сегодня является важнейшим вопросом политической и экономической жизни практически любой страны. Ключевым аспектом энергобезопасности каждого государства является гарантированный доступ к энергоресурсам. Зачастую он не может быть обеспечен в силу их дефицитности, а также ввиду изменчивости конъюнктуры мировых энергорынков. Это ведет к усилению глобальной конкуренции за доступ к энергетическим ресурсам, к энерготранспортной инфраструктуре и к борьбе за влияние на страны, обладающие такими ресурсами и инфраструктурой.

Третьим фактором, который существенно влияет на структуру потребления и способствует развитию инноваций в электроэнергетике, является бизнес-среда, в которой существуют мировые энергокомпании. В настоящее время в мировой энергетике все больше используются многочисленные элементы рыночных отношений, что, прежде всего, связано с правительственными решениями по приватизации объектов энергетической инфраструктуры, находящихся в государственной собственности, по демонаполизации и поощрению конкуренции в электроэнергетике, а также дерегулированию цен. Современная мировая практика показывает, что страны, где рыночные элементы в электроэнергетике недостаточно развиты, сталкиваются со значительными проблемами их развития. Это происходит потому, что финансирование из бюджетных средств затруднено, а дополнительные инвестиции могут быть найдены только на рынке частных инвесторов.

К четвертому блоку факторов, который будет определять развитие электроэнергетической отрасли в будущем, следует отнести появление и внедрение инновационных технологий в энергетике. В прогнозируемый период до 2030 года наполнение топливной корзины электроэнергетики не изменится – это газ, уголь, ядерное топливо, гидроресурсы, мазут. Возобновляемые источники пока не играют существенной роли в мировом энергетическом балансе. Растущие цены на энергоносители, экологические ограничения, в частности требования к глобальному снижению выбросов парниковых газов, будут подталкивать мир к более интенсивному использованию природного газа. Развитие современных экологически эффективных угольных технологий, позволяющих исключить или минимизировать вредные выбросы в окружающую среду, а также рост цен на газ обеспечат сохранение весомой доли угля в выработке электрической энергии. Новый импульс к развитию угольной энергетике дадут испытываемые сегодня новые технологии использования угля, позволяющие свести практически к нулю выбросы в окружающую среду (coal-to-liquid, добавление наночастиц, установка рукавных фильтров, система утилизация золошлаковых отходов).

Совокупность указанных процессов в области развития мировой энергетики подталкивает мировое сообщество к осознанию того, что улучшение функционирования энергетической отрасли в мире должно стать одним из приоритетов развития тысячелетия и должно быть включено в программу ООН Цели развития тысячелетия после 2015 г. [4]. Эта цель может быть сформулирована как содействие развитию мировой энергетики⁵, а именно обеспечение доступа всех потребителей к энергоресурсам (в том числе на коммерческой основе); включение пункта о бесперебойном и надежном снабжении всех групп потребителей в политику и государственные программы стран; содействие расширению геологоразведки и поддержанию энергозапасов за счет открытия новых месторождений. Кроме того, эта цель должна включать обеспечение экологической приемлемости использования энергоресурсов, диверсификацию топливной корзины стран, наращивание использования новых возобновляемых источников энергии. А также применение новых технологий в энергетике (в разведке, добыче, переработке энергоресурсов) для обеспечения современных потребностей стран, а также для получения дополнительной экономии энергии с учетом технологий энергоэффективности и энергосбережения.

Таким образом, фактическое развитие мировой электроэнергетики будет зависеть от того, какой ответ каждая из стран найдет на следующие глобальные проблемы мировой экономики: усиление глобальной

⁵ Идея добавления девятой цели в программу ООН «Цели развития тысячелетия» разработана автором.

конкуренции, охватывающей рынки не только товаров, но и капиталов, технологий, рабочей силы, энергоресурсов в условиях структурной перестройки мирового хозяйства, связанной с изменением баланса между ее экономическими центрами, возрастанием роли региональных экономических союзов, ожидаемым распространением новых технологий; возрастание роли человеческого капитала в социально-экономическом развитии и повышении требований к качеству профессиональных кадров для обеспечения конкурентоспособности в современной инновационной экономике. Принимая во внимание важность проблем, стоящих перед мировой энергетикой, особенно остро встает проблема привлечения новых кадров в топливно-энергетический комплекс, формирования мощного молодого кадрового потенциала (инженеров, экономистов, экологов, геологов), который смогли бы реализовать амбициозные задачи глобального энергетического развития.

Литература

1. Бушуев В.В. Энергетика-2050. Доклад на Пятой Международной энергетической неделе 25 октября 2010 г. – М.: 15 с.
2. Жизнин С. З. Энергетическая дипломатия России: экономика, политика, практика. – М.: ООО «Ист Брук», 2005. – 640 с.
3. Электроэнергетика России 2030: Целевое видение/Под общ. ред. Б.Ф. Вайнзихера. – М.: Альпина Бизнес Букс, 2008. – 360с.
4. Интернет-портал «Деятельность системы ООН по достижению ЦРТ» – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.un.org/russian/millenniumgoals/bkgd.shtml>
5. Интернет-портал по проблемам изменения климата – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://climatechange.ru/>
6. BP Energy Outlook 2030 – London: BP company, January 2012. – 88с.

РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ В НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

М.М. Кнор

Научный руководитель доцент О.В. Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск Россия

Актуальность темы исследования обусловлена тем, что ресурсный, энергетический и экологический потенциалы России, являющиеся важнейшими факторами экономического роста, используются чрезвычайно неэффективно. На протяжении длительного времени показатели использования ресурсов, которыми так богата Россия, остаются невысокими, что сокращает доходы государства и общества.

Существующая нормативная правовая база и неформальная институциональная среда за годы реформ постоянно изменяются, но пока не позволяют четко разграничивать полномочия и ответственность за воспроизводство и рациональное применение ресурсов между различными уровнями государственной власти и бизнесом в пользу общества.

Государственное регулирование динамики институциональных предпосылок, или предварительных условий, пока не обеспечивает вывода ресурсоэнергоэффективности на более высокие показатели. В этих условиях формирование институциональной среды, способствующей восстановлению и поддержанию устойчивого развития страны и ее регионов для эффективного экономического, социального и экологического развития общества, обеспечения комфортных условий жизни населения, сохранения окружающей среды и биоразнообразия становится определяющей [1].

Для решения этой проблемы необходимо реформирование институциональной системы управления общественным и производственным комплексом, поскольку старые требования и практическая деятельность пришли в противоречие с требованиями рыночной экономики. При этом система управления должна строиться на принципах устойчивого развития и охватывать весь круг вопросов, связанных с использованием ресурсов, предусматривать конкретные оптимальные механизмы принятия решений и участия общества в управлении.

Ресурсоэнергоэффективность – важнейшая характеристика любой системы хозяйствования, которая фактически определяется соотношением результатов экономической деятельности к количеству затраченных ресурсов и энергии. При этом следует иметь в виду, что ресурсы и энергия связаны между собой и взаимодействуют в соответствии с применяемыми технологиями. Проблемы ресурсоэнергоэффективности носят качественный характер, их значение возрастает по мере возрастания сложности применяемых технологий и требований к надежности хозяйственных систем. С другой стороны она влияет на структуру и размер себестоимости продукции и услуг конкретного производства, регионов, страны и глобального рынка. Все элементы производительных сил и производственных отношений влияют на итоговые показатели. Стоимость ресурсов со временем изменяется, поэтому их даже традиционная переработка и использование не остается без изменения. Это относится не только к редким ресурсам, но и к воде, кислороду атмосферы, промышленным выбросам и отходам всех форм жизнедеятельности [2]. Поэтому ресурсоэнергоэффективность – важная экономическая, экологическая, а, следовательно, и социально-политическая характеристика развития общества, которая должна не только грамотно учитываться в итогах, но и в прогнозах и планах всех масштабов социально-экономического развития стран и регионов, от глобального до наноэкономики, т.е. экономической деятельности совершаемой личностями.

В целях контроля хода реализации программы и мониторинга эффективного ресурсопотребления и обеспечения ее качественного выполнения предусматривается создание в нефтяных корпорациях служб

ресурсоменеджмента, в функции которых входит проведение комплекса мер, направленных на решение следующих задач [3]:

- дальнейшее совершенствование методической базы, разработка методик расчета норм расхода основных видов ресурсов (например, расхода топлива на производство и отпуск электроэнергии собственными газотурбинными и газопоршневыми электростанциями, электроэнергии и топлива на обеспечение внешнепромысловой перекачки нефти и др.);
- освоение добывающими предприятиями усовершенствованного программного расчета норм расхода ресурсов и сервисных программ;
- информационно-аналитическое обеспечение оперативной оценки эффективности использования топливно-энергетических ресурсов и прогнозирование энергозатрат;
- содействие организации и внедрению пооперационного приборного технического учета фактического расхода топлива, тепловой и электрической энергии;
- проведение экспертизы, защиты и утверждения плановых показателей по использованию энергоресурсов, необходимых для выполнения плановых заданий по добыче углеводородов;
- регулярное проведение обследований дочерних обществ с целью контроля рациональности расходования ресурсов, в т.ч. энергетических;
- ежеквартальный отчет обществ о результатах выполнения норм расхода топливно-энергетических ресурсов и плановых заданий по внедрению энергосберегающих мероприятий;
- систематический анализ хода выполнения программных мероприятий;
- контроль за эффективным и целевым использованием финансовых средств, выделяемых нефтяной компанией на реализацию мероприятий энергосбережения в нефтегазодобыче.

В то же время следует отметить, что создание служб ресурсоменеджмента в структурных подразделениях нефтяных корпораций возможно в рамках общей системы управления ресурсоэффективностью на корпоративном уровне.

При условии успешного функционирования системы ресурсоменеджмента в нефтяной корпорации могут быть существенно замедлены темпы роста ресурсоемкости в отрасли и удельные показатели расхода ресурсов на добычу нефти и газа.

Результативность от реализации стратегии, направленной на экономию всех видов потребляемых в нефтяной корпорации ресурсов может быть оценена целым набором показателей, отражающих полученные эффекты. К числу таких показателей можно отнести: экономию потребляемых ресурсов в натуральном и стоимостном выражении. В частности, это экономия топлива, тепловой и электрической энергии; снижение энергетических издержек в себестоимости продукции; обобщенные энергозатраты; уменьшение ресурсоемкости производства (сокращение удельных показателей потребления ресурсов, в т.ч. энергетических); общая экономия затрат на добычу и переработку углеводородного сырья [4].

Несмотря на разный характер последствий внедрения ресурсоэффективных стратегий по уровням управления все они без сомнения приводят к значительным экономическим эффектам. В качестве примера можно рассмотреть последствия внедрения Программы энергосбережения в крупной нефтяной компании ЛУКОЙЛ на 2006-2010 гг. Для данной нефтяной компании в последние годы характерен высокий уровень энергоемкости и удельных показателей потребления энергоресурсов [5].

Для проведения ресурсоэффективной политики нефтяной компанией «ЛУКОЙЛ» была разработана Программа энергосбережения, в которой декларируется экономия топливно-энергетических ресурсов: электроэнергии – 1533,8 млн. кВт.ч; тепловой энергии – 149,2 тыс. Гкал; котельно-печного топлива – 70, 3 тыс. т.у.т., что эквивалентно 1,72 млрд. руб. (59,2 млн. долл.) при уровне инвестиций – 526 млн. руб. При условии успешной реализации Программы могут быть существенно замедлены темпы роста энергоемкости и удельных показателей расхода энергоресурсов на добычу нефти. Так как энергосбережение является одним из самых быстрокупаемых направлений инвестиционных вложений и важнейшей затратной защитой от роста тарифов на фоне глобального подорожания энергоносителей, следует отнести его к одному из стратегических направлений деятельности и обеспечить целевое финансирование.

Разработка ресурсосберегающих технологий является важнейшим элементом инновационного процесса. Она направлена на обеспечение устойчивости экономической системы, ее экономической и экологической безопасности, что может быть достигнуто в результате тесного взаимодействия региональных властей и корпораций, осуществляющих свою деятельность на данной территории. Нефтедобывающее производство характеризуется высокой ресурсоемкостью, которая, однако, до настоящего времени под влиянием внешних факторов не рассматривалась в качестве определяющего параметра эффективности функционирования предприятия. Современное состояние ресурсной базы Западной Сибири, степень разработанности месторождений углеводородного сырья обусловили необходимость комплексного подхода к формированию энергоэффективной стратегии развития территории. Ее разработка должна быть основана на обеспечении тесного взаимодействия регионального и корпоративного уровней управления в регионе с целью достижения экономической и экологической безопасности и устойчивости дальнейшего развития. Одним из главных условий достижения этой цели является создание климата наилучшего благоприятствования развитию ресурсосберегающих инновационных проектов и технологий. В связи с изложенным выше целесообразно определение тех поддерживающих условий, создание которых может способствовать развитию регионального инновационного потенциала и, как следствие, обеспечить реализацию важнейших положений ресурсоэффективной стратегии [6]:

1) Разработка и совершенствование нормативно-правового обеспечения инновационной деятельности, механизмов ее стимулирования в деятельности нефтяных компаний, системы институциональных преобразований, введения новейших разработок по ресурсоэффективности в производство;

2) создание системы комплексной поддержки инновационной деятельности, развития производства, повышения конкурентоспособности и экспорта наукоемкой продукции. В процессе активизации деятельности по ресурсосбережению необходимо участие органов государственного управления, ведущих предприятий – нефтяных корпораций, территории коммерческих структур, финансово-кредитных учреждений, а также общественных организаций на федеральном и региональном уровнях;

3) развитие инфраструктуры инновационного процесса, включая систему информационного обеспечения, систему экспертизы, финансово-экономическую систему, производственно-технологическую поддержку, систему сертификации и продвижения разработок, систему подготовки и переподготовки кадров.

Накопившееся в течение многих лет отставание имеет в своей основе не низкий потенциал отечественных исследований и разработок, а слабую инфраструктуру инновационной деятельности, отсутствие мотивации нефтяных компаний к внедрению новых технологий, особенно в области ресурсосбережения. Это явилось следствием низкой востребованности потенциала отечественной прикладной науки и техники;

4) развитие малого и среднего бизнеса, в т.ч. и в форме дочерних структур существующих компаний, путем формирования благоприятных условий для образования и успешного функционирования малых высокотехнологических организаций и оказания им государственной поддержки на этапе начальном в деятельности;

5) совершенствование конкурсной системы отбора инновационных проектов и программ. Реализация в отраслях экономики относительно небольших и быстро окупаемых инновационных проектов с участием частных инвесторов и при поддержке государства позволит поддержать наиболее перспективные производства и организации;

6) реализацию критических технологий и приоритетных направлений, способных преобразовывать соответствующие отрасли экономики страны и ее регионов. Ключевой задачей формирования и реализации инновационной политики является выбор относительно небольшого числа важнейших базовых технологий, оказывающих решающее влияние на повышение ресурсоэффективности производства;

7) использование технологий универсального назначения, для их применения в различных отраслях народного хозяйства.

Литература

1. Лазарев Г.Г., Кузьяев А.Р., Чалов В.И. Крупнейшие компании: институциональные тенденции развития, роль и значение для России. – М.: Издательство РАГС, 2005.
2. Лазарев Г.Г., Институциональные предпосылки совершенствования ресурсоэнергоэффективности в экономике России. Диссертация кан. экон. наук – Москва, 2007 .
3. Андрижиевский А.А., Володин В.И. Энергосбережение и энергетический менеджмент. Учебное пособие. – Минск: Высшая школа, 2005. – 294 с.
4. Гужновский Л.П. Стоимостная оценка энергоэффективности экономики России. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2005. – 20 с.
5. Андропова А.А., Стратегическое управление ресурсосбережением в нефтяной корпорации. Диссертация.
6. Андропова И.В., Чижевская Е.Л., Ресурсоэффективная стратегия развития: взаимодействие нефтяных корпораций и региона // Нефтегазовое дело, 2006. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Andronova/Andronova_1.pdf.

ПРОБЛЕМЫ ИННОВАЦИОННО-УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ РОССИЙСКИХ ОРГАНИЗАЦИЙ

Т.В. Козырева

Научный руководитель старший преподаватель А.П. Добровинский

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нынешнее состояние российской науки создает реальную угрозу национальной безопасности России. Бюджеты ведущих российских институтов составляют лишь 3-5% материального обеспечения аналогичных учреждений в США. Более того, расходы на НИОКР на душу населения в США, Японии, Израиле и Финляндии составляют примерно \$ 1,1 тыс. (из них \$ 750 – частный капитал). В России подушевые расходы на НИОКР не превышают \$ 140, а расходы частного сектора – всего около \$ 40 (еще \$ 15 составляют расходы зарубежных источников). По государственным расходам на НИОКР на душу населения (\$ 86) Россия отстает от лидеров в 4-5 раз, а по частным расходам (\$ 40) – в 15-20 раз.

Доля Азии в общемировых затратах на НИОКР продолжает расти. Китай, с его огромным населением, по уровню подушевых расходов частного сектора на НИОКР уже почти в полтора раза опережает Россию. Темпы роста расходов на НИОКР в США, Японии и Германии существенно ниже, чем в Китае, России, Южной Корее, Индии и Бразилии, поэтому страны с развивающейся экономикой имеют все шансы потеснить не только развитую Европу, но и США. Пока же Россия замыкает десятку мировых лидеров по расходам на науку.

Негативную роль играет и такой показатель, как крайне низкий уровень затрат на одного научного исследователя. По этому показателю Россия в 3 раза отстает от среднемирового показателя. Мы особенно

уступаем развитым странам: в 5 раз меньше, чем США и Германия, в 4 раза – чем Великобритания, Франция, Япония.

Еще одним серьезным сдерживающим фактором является низкая зарплата отечественных ученых, которые многократно уступает уровню доходов ученых в развитых государствах и приводит к «утечке умов». Менее трети научных исследователей относятся к наиболее продуктивной возрастной группе 30-50 лет, а четверть докторов наук – старше 70 лет, что может приобрести необратимый характер.

По данным макроэкономических исследований Сбербанка России, проводивших анализ модернизационных и инновационных процессов промышленных предприятий, можно сделать следующие выводы:

1. Собственные подразделения, занимающиеся НИОКР в России, есть на 30% предприятий, но достаточный объем средств на НИОКР в целом выделяется только на 20% предприятий.

2. Среди компаний, у которых на настоящий момент еще нет НИОКР, в ближайшие три года только 3% собираются создать у себя на предприятиях подразделения, специализирующиеся на этих задачах, и 8% собираются начать заказывать НИОКР у сторонних организаций.

3. Руководители только 10% компаний рассматривают внедрение инновационных технологий, разработанных на предприятии, как первоочередную задачу, решение которой важно для успешного развития в ближайшие три года. Это в основном крупные компании, имеющие иностранных конкурентов.

4. У большинства компаний горизонт планирования достаточно короткий: для 74% предприятий горизонт планирования ограничен 5 годами, из них у 55% горизонт планирования составляет от 1 до 3 лет.

Резюмируя вышеизложенную статистику, можно выявить основные проблемные направления российской инновационной деятельности:

- небольшая доля предприятий, имеющих собственные подразделения НИОКР
- отсутствие квалифицированных трудовых ресурсов
- создание товаров исключительно для внутреннего рынка
- отсутствие стратегии развития.

В настоящее время наука в России может выйти из кризиса только тогда, когда бизнес будет тратить на НИОКР не в 2 раза меньше, чем государство, а в 5-10 раз больше, как в странах-лидерах научно-технического развития.

Поэтому необходимо создать систему государственной поддержки инноваций для непрерывного финансового сопровождения приоритетных проектов на всех стадиях их жизненного цикла, от разработки технической концепции до организации выпуска готовой продукции. Государство должно взять на себя часть нагрузки по финансированию начинающих инновационных предприятий, выделяя им стартовый капитал в виде грантов и льготных займов на осуществление первичных НИОКР по венчурным проектам.

Практически все ведущие страны имеют продуманную стратегию научно-технического развития, которая реализуется на практике и обеспечивается выделением значительных финансовых средств. Такие стратегии осуществляют США, Япония, Германия, Великобритания, Китай, Бразилия и Индия. Главный упор в этих программах делается на увеличении государственных инвестиций в НИОКР в приоритетных отраслях, стимулировании внутреннего спроса на высокотехнологическую продукцию, принятии комплексных мер по поощрению инновационной активности частного сектора, особенно малого и среднего бизнеса, а также подготовке квалифицированных научных и инженерно-технических кадров.

Возможны и другие способы стимулирования инновационного развития предприятий, согласно мнению Е.М. Примакова, необходимо:

1. Ускорить разработку и принятие Федерального закона «Об инновационной системе Российской Федерации». Это означает утвердить Федеральный закон прямого действия, который обязывал бы все без исключения компании направлять определенный процент от своих доходов (не чистой прибыли) в общенациональный Фонд модернизации и технологического развития страны. Причем, сумма отчислений в этот Фонд уменьшалась бы на тот объем средств, который компания тратит на решение своих собственных инновационных проблем, включая расходы на научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы.

2. Вводить дополнительные меры стимулирования инновационной деятельности бизнеса. Среди них – субсидирование процентных ставок на приобретение новых технологий, патентов, лицензий и современного оборудования. Разумеется, господдержка должна предусматривать и налоговые льготы. Одним из наиболее эффективных механизмов стимулирования инновационных предприятий, особенно малых, является снижение налогов, предоставление налоговых каникул, инвестиционного налогового кредита.

3. Разрешать вузам создавать коммерческие структуры.

4. В каждом Федеральном округе было создано не менее трех-пяти образовательных кластеров, основу которых составят высшие учебные заведения, получившие статус национальных исследовательских университетов. В состав предполагаемых кластеров должны войти также отраслевые вузы, средние специальные, профессионально-технические и наиболее успешные общеобразовательные учебные заведения. Это позволит повысить качество подготовки всех категорий специалистов, устраним диспропорцию между реальными потребностями региональных рынков труда и сложившейся структурой выпуска специалистов.

Таким образом, для решения основных проблем инновационного развития российских организаций, во-первых, необходимо увеличение бюджетного финансирования приоритетных направлений фундаментальных исследований, а также (в оборонной сфере) прикладных НИОКР. Это позволит обновить техническую базу и провести омоложение государственного сектора российской науки. Иначе будет утрачена база российской науки и окажется подорванной военная мощь нашей страны.

Во-вторых, требуется продуманная налоговая политика по стимулированию расходов частного сектора на НИОКР («налоговые расходы»). Инвестиции в инновации должны стать для частного сектора максимально прибыльным. Необходимо создать с помощью налоговой и кредитной политики наиболее благоприятные условия для инвестирования средств бизнеса в прикладную науку и ОКР.

В завершение хотелось бы отметить, что в российской практике существуют примеры удачного инновационного развития компании. Это, прежде всего ЗАО «Лаборатория Касперского», которая сумела не только завоевать российский рынок, но и занять уверенную позицию на мировой арене. Проанализировав историю компании, можно сформулировать основные этапы завоевания лидерства на рынке:

1. реальная оценка рынка: количество конкурентов и основные черты их продукции (ассортимент, качество, функциональность), сложности вхождения на рынок и др.;
2. постоянное совершенствование инвенции (детальная доработка);
3. привлечение внимания к самой компании (создать некий имидж компании до выпуска продукции), это возможно путем участия в конференциях, различные публикации;
4. сотрудничество с любыми партнерами – это означает, что не стоит сразу требовать наиболее выгодных для компании условий, необходимо налаживать взаимоотношения;
5. после освоения первых этапов становления, позиционировать себя на рынке – раскручивать бренд, рекламировать продукцию, ее уникальность и др.

На протяжении всех этапов важно поддерживать инновационное развитие организации, ведь только оно способно удержать компанию на рынке, а для этого необходимо иметь сильный аналитический центр: постоянно исследовать конкурентную среду, проводить анализ окупаемости инвестиций, продумывать маркетинговую концепцию. Тем не менее, важно помнить, что раскручивая бренд, необходимо действительно иметь инновационную продукцию, иначе ни смотря, ни на что компания разорится.

Подводя итоги, можно отметить, что ЗАО «Лаборатория Касперского» всегда находилась в таких же условиях, как и любая другая компания в России, но постоянно поддерживая устойчивое инновационное развитие, компания достигла высоких результатов, став лидером не только внутри России, но и покорила мировой рынок.

Литература

1. Е.В. Касперский Технология завоевания мира // Бизнес-Журнал. – Москва, 2010. – № 04. – С. 8–9
2. Е.М. Примаков Некоторые проблемы инновационного развития России // Инновационная Россия. – Москва, 2009. – №10 – С. 48–49
3. Модернизация российских предприятий: середина начала пути – Москва:Изд-во Сбербанк России, 2011. – 22 с.
4. С. Рогов «Самая большая проблема – невостребованность науки» [Электронный ресурс] Режим доступа http://m.gazeta.ru/science/2010/04/06_a_3347766.shtml

ПРОБЛЕМА УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

К.Ю. Колотовкина

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В нефтяной отрасли много говорят об альтернативных источниках сырья. Один из самых известных, но по-прежнему малоиспользуемым в нашей стране, является попутный нефтяной газ (ПНГ). Это такой же энергетический ресурс, как сланцевый газ или метан угольных пластов. Использование данного топлива не требует колоссальных изменений в существующих технологиях. Технологии следует сделать просто более эффективными.

В России сейчас перерабатывается лишь половина добытого ПНГ, еще порядка 25% используется в системе добычи и еще четверть объемов просто сжигается на факелах, что слишком много. Так в 2010 г. в России было добыто 65,4 млрд. м³ ПНГ, сожжено 15,7 млрд. м³. В абсолютном выражении в нашей стране сжигается порядка 20 млрд. м³ газа, это мировой рекорд. Отчасти это связано с тем, что Россия лидирует по объемам добычи нефти, но такая цифра не пропорционально велика. Она легко может сократиться до 4-5 млрд. м³, то есть до показателя продвинутых производителей (США, Алжир, Индонезия и др.). Этот показатель должен существенно снизиться. Уже есть правительственное решение довести уровень использования ПНГ до 95%. С 2012 года согласно постановлению правительства сжигать разрешается не более 5% ПНГ, остальное нужно либо закачивать обратно в пласт, либо перерабатывать. В противном случае будет взиматься штраф. Несмотря на заявления правительства, реализация постановления имеет ряд проблем, в связи с чем, возможно невыполнение поставленных условий.

Если поблизости от промысла расположен газоперерабатывающий завод (ГПЗ), никаких проблем с использованием попутного газа не возникает. Компании, работающие в регионах с развитой инфраструктурой, не сжигают попутный газ на факелах. "Сургутнефтегаз" и "Татнефть" без всяких указаний со стороны правительства давно обеспечили рациональное использование свыше 95% добываемого газа. На 48 месторождениях компании "Сургутнефтегаз" уже достигнут необходимый уровень утилизации ПНГ – 95%. При этом в среднем на всех месторождениях «Сургутнефтегаза» утилизируется 96,5% попутного газа. Все факельные установки компании оснащены узлами учета газа, что позволяет достоверно определять ресурсы газа на

месторождениях и формировать инвестиционные программы по рациональному использованию газа. Новым методом использования газа в ОАО «Сургутнефтегаз» стала его закачка в пласт в целях поддержания пластового давления. Максимально используется возможность применения попутного газа на собственные нужды производственных объектов ОАО «Сургутнефтегаз». Все котельные компании переведены на газовое топливо, для обогрева техники применяются газовые подогреватели и газолучистые обогреватели. Газ «Сургутнефтегаз» используется для работы промышленных предприятий и котельных города Сургута, населенных пунктов Сургутского района. С учетом баланса потребления электроэнергии и газа по всем группам месторождений «Сургутнефтегазом» разработана оптимальная программа обустройства месторождений газопроводами, ЛЭП, ГТЭС, ГПЭС, компрессорными станциями и котельными.

Другая ситуация: новые месторождения в отдалённых регионах, где нет ГПЗ. Добываемый попутный газ нельзя сдать в систему "Газпрома" без предварительной подготовки. Сначала его нужно отбензинить, т.е. разделить на фракции – сухой газ (метан и этан), пропан-бутановую смесь и газовый бензин. В Восточной Сибири сложно найти ГПЗ для осуществления этой процедуры, кроме того магистрали "Газпрома" могут оказаться очень далеко от промысла. Если месторождение крупное и газовый фактор высок, то компания может задуматься о строительстве собственного ГПЗ. Газ с небольшого месторождения можно использовать разве что для выработки электроэнергии на промышленной мини-электростанции. Но потребности промысла в электроэнергии относительно невелики, поэтому даже при наличии мини-электростанции определённый объём газа придётся сжигать на факеле. При этом впустую расходуется невозобновляемое углеводородное сырьё, кроме того, коптящий факел отравляет природу, ведь в нём горит газ, содержащий бензиновые фракции.

Поэтому на настоящий момент предлагаются следующие решения утилизации ПНГ на небольших удаленных месторождениях:

1. Закачка газа в пласт.

Самая элементарная утилизация, которая не приносит никакого продукта, но при этом и не наносит вреда – это закачка обратно в пласт посредством компрессорных станций. В зарубежной практике для повышения нефтеотдачи (иногда и для временного хранения газа) достаточно часто применяется закачка ПНГ в пласт. Одной из новых технологий этого направления является технология водогазового воздействия (ВГВ) на пласт, при которой осуществляется попеременная закачка в пласт газа и воды. Это также решает экологическую задачу сокращения выбросов парниковых газов в атмосферу и является примером рационального природопользования, при этом сохраняется метан в недрах для дальнейшего его использования в будущем.

2. Газлифтная добыча нефти.

Одним из эффективных способов добычи нефти является газлифтная эксплуатация скважин. При этом способе производится закачка газа в призабойную зону скважины через затрубное кольцевое пространство. Закачиваемый газ снижает плотность нефти, которая под пластовым давлением поднимается по стволу до устья. При газлифтной эксплуатации нефтяных скважин расход ПНГ минимален, однако эта технология, требующая, как правило, компрессоров, во многих случаях весьма экономически привлекательна.

3. Объединение усилий недропользователей.

Выгодным решением проблемы утилизации ПНГ для небольших нефтегазодобывающих компаний является объединение усилий нескольких недропользователей с целью создания общего потока ПНГ и его транспортировкой на газоперерабатывающий завод.

Таким образом, нужны не «удушающие» меры, а совместные действия государства и недропользователей по созданию инфраструктуры транспорта и переработки ПНГ, результатом которых станет экономическая, энергетическая и экологическая эффективности.

На сегодняшний день реальность такова, что к обозначенному сроку выполнить поставленную правительством задачу точно готовы лишь упомянутые ранее "Сургутнефтегаз" и "Татнефть". К ним также может присоединиться ЛУКОЙЛ, стремительно наращивающий переработку попутного газа. По итогам 2010 года уровень утилизации попутного газа у ЛУКОЙЛа достиг 76,8%, компания уверенно прогнозирует достижение уровня 95% в 2012 году. Возможно, в этом поможет активно развиваемая ЛУКОЙЛом технология закачки попутного газа в пласт. Газ, используемый для поддержания пластового давления, считается утилизированным. Неплохие показатели обусловлены тем, что несколько лет назад ЛУКОЙЛ притормозил экспансию в новые регионы нефтедобычи. Значительных успехов добились ТНК-ВР и "Башнефть", но пока неясно, когда они смогут утилизировать 95% добываемого попутного газа.

Компании, не имеющие достаточных мощностей по утилизации попутного газа, с 1 января 2012 года оказались перед непростым выбором – прекратить добычу нефти на ряде месторождений или платить повышенные штрафы за сжигание газа. Наибольшие сложности с утилизацией газа испытывают госкомпании – "Роснефть" и "Газпром нефть". Наиболее радикальное решение выхода из сложившейся ситуации – дифференцированный подход к установленной правительством планке на уровне 95% утилизации ПНГ, мотивируя это тем, что в новых регионах добычи трудно будет обеспечить утилизацию в 2012 году. К примеру, для небольших месторождений Восточной Сибири и ЯНАО необходимо создать особые условия, в ближайшие два-три года снизить планку утилизации до 50%. Эти регионы ещё многие годы будут испытывать нехватку газоперерабатывающих и газотранспортных предприятий. На многих месторождениях сжигается весь добываемый попутный газ, а проекты по его использованию далеки от реализации.

Литература

1. Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.mnr.gov.ru>, свободный
2. Интернет-портал Нефть, Газ и Фондовый рынок [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.ngfr.ru/>, свободный
3. Открытое Акционерное Общество «Сургутнефтегаз» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.surgutneftegas.ru/ru/>, свободный
4. Трифонова Т.А. Экологический менеджмент: учебное пособие для вузов – М.: Академический проспект, 2003. – 319 с.

МОДЕЛЬ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АУТСОРСИНГА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

М.В. Кутыкова

Научный руководитель старший преподаватель А. П. Добровинский

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В целях выживания в конкурентной среде, улучшения инвестиционной привлекательности, предприятия разрабатывают различные методы повышения эффективности функционирования компании и снижения издержек. Одной из современных технологий ведения бизнеса является аутсорсинг. Если рассматривать стратегию развития организации, то аутсорсинг является инструментом повышения эффективности бизнес-структуры посредством передачи непрофильных активов (функций, бизнес-процессов) внешним исполнителям, способствующим углублению специализации в целях повышения конкурентоспособности организации. Основными принципами аутсорсинга являются: стратегический подход, индивидуализация, выборность партнера, финансовая ответственность, научность с элементами творчества и адекватность. [1]

В настоящее время в нефтегазовой отрасли наиболее распространен аутсорсинг по передаче сервисного обслуживания нефте- и газодобычи, а также геологоразведка и пробное бурение. Лидером в предоставлении подобных услуг является сервисная организация Halliburton. [2]

С внедрением самого процесса аутсорсинга на российском нефтегазовом рынке существует ряд серьезных проблем, в частности наиболее значимые из них: опасения нефтегазовых организаций частично или в полном объеме раскрывать информацию о своей работе, нежелание руководства страны допускать к обслуживанию нефтедобычи иностранные компании, опасность повышения социальной напряженности в регионах по причине передачи процессов на аутсорсинг, сложность реализации осуществления аутсорсинговых схем, т.к. в таком режиме требуется чрезвычайно высокий уровень организации управления и некоторые др. Серьезным препятствием, кроме всего прочего, также является отсутствие непротиворечивого способа оценки эффективности использования аутсорсинга непосредственно для заказчика.

Как правило, в долгосрочной перспективе передача части функций является экономически выгодной для заказчика, для примера на рис. 1 представлены данные, полученные в ходе опроса руководителей организаций среднего и крупного бизнеса, относительно экономической выгоды от ИТ-аутсорсинга. [3]

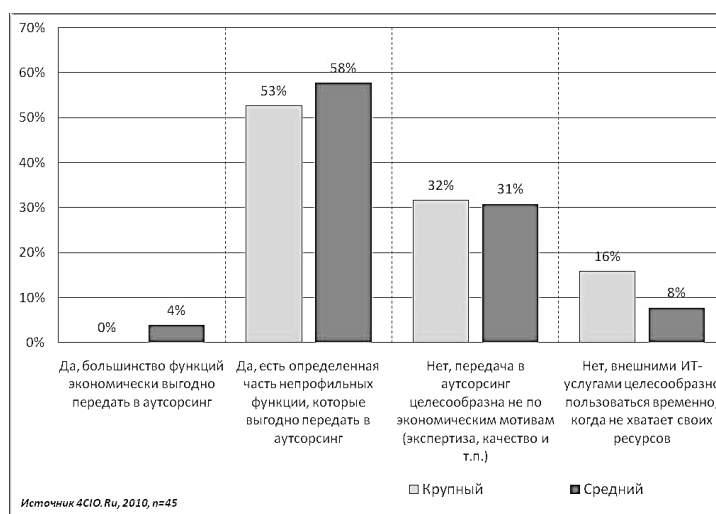


Рис. 1. Экономическая выгода от ИТ-аутсорсинга (сегментация: по размеру бизнеса)

Оценить общую экономическую эффективность передачи бизнес-процессов на аутсорсинг можно с помощью прямой оценки себестоимости их реализации, т.е. объемом затрат организации в условиях

самостоятельной реализации или использовании услуг сторонней компании, в т.ч. одновременных затрат, связанных с переходом на аутсорсинг. При этом необходимо учесть период времени, в течение которого предполагается использовать аутсорсинг, т.е. использовать дисконтирование всего объема издержек. Стоимость любого бизнес-процесса для организации складывается либо из суммы затрат, которые осуществляет сама организация, либо из стоимости услуг аутсорсинговой компании (табл.). В итоге проведения сравнительного анализа стоимости реализации бизнес-процессов организации можно принять более обоснованное решение о необходимости использования услуг компании – аутсорсера.

Таблица

Сводная таблица основных показателей стоимости реализации бизнес-процесса

Затраты предприятия при самостоятельной реализации бизнес-процесса	Затраты предприятия при передаче бизнес-процесса аутсорсинговой компании
Расходы на поиск, подбор и адаптацию персонала	Затраты на перевод бизнес-процессов за пределы организации-заказчика
Расходы на з/п персонала и социальные налоги	Затраты на реорганизацию бизнес-процессов внутри организации-заказчика
Текущие издержки на реализацию бизнес-процесса (расходы на содержание рабочего места: аренда, ремонт оборудования, помещений, закупка и внедрение программного обеспечения и т. п.)	Ежемесячные платежи за обслуживание: базовый пакет, дополнительные услуги
Расходы на развитие персонала (стоимость обучения, курсов) и консалтинг	Затраты на управление исполнителем аутсорсинговых услуг
Расходы на ведение архива документов (бумажных, электронных)	Потенциальные потери от снижения качества выполнения бизнес-процесса аутсорсером
Потенциальные потери от снижения качества выполнения бизнес-процесса внутри организации	

Однако, наряду с оценкой стоимости бизнес-процесса, необходимо дать оценку качества реализации бизнес-процесса как самой организацией, так и сторонней, т.к. недостатком прямой оценки издержек является отсутствие учета сторонних рисков: попадание в зависимость от аутсорсера, потеря части материальных активов, снижение или полная потеря компетенций в передаваемых бизнес-процессах, отсутствие полного контроля над качеством реализации функций и др. Например, ситуация взрыва на морской буровой платформе в Мексиканском заливе 20 апреля 2010 г., приведшая к колоссальному разливу нефти в море, служит ярким примером экологических и др. рисков, связанных с аутсорсингом в нефтегазовой отрасли. Платформа эксплуатировалась в интересах British Petroleum, работы сервиса выполняла компания Halliburton.

Таким образом, в рамках анализа экономической оценки и оценки рисков аутсорсинга эффективным методом является анализ на основе модели «цена – качество». Показатели качества реализации бизнес-процесса можно распределить, например, по следующим основным укрупненным группам:

- значение бизнес-процесса для организации и влияние бизнес-процесса на безопасность (в широком смысле) организации;
- надежность реализации бизнес-процесса с заданными параметрами в течение определенного времени;
- возможность установления длительных и доверительных партнерских отношений с аутсорсинговой компанией;
- профессиональный уровень подготовки персонала для качественной реализации бизнес-процесса;
- скорость адаптации процесса реализации бизнес-процесса под актуальные нужды и др.

Бизнес-процесс, отвечающий всем показателям качества при условии выполнения сторонней организацией и меньшей стоимости реализации, можно рассмотреть для передачи аутсорсеру. Графически общая модель оценки эффективности аутсорсинга на основе соотношения «цена-качество» представлена на рис.2.

В данной модели по вертикальной оси снизу-вверх показатели качества улучшаются, а по горизонтальной – стоимость реализации бизнес-процессов возрастает слева-направо. Для определения значений по каждой оси необходимо составить перечень показателей, которые будут отражены в итоговом (интегральном) показателе. Данные для расчета стоимости реализации бизнес-процесса (см. табл. 1) берутся из управленческой отчетности организации, документов (прайс-листов) аутсорсинговых организаций и т.п. Оценка качества реализации бизнес-процесса проводится путем определения наиболее значимых качественных характеристик (экспертные оценки) и значимости каждой из них (в виде коэффициента).

Математическую модель в общем виде можно выразить следующей формулой:

$$\text{Эф}_{\text{аут}} = \text{ДИП} - \text{МНЭ} \quad (1)$$

где $\text{Эф}_{\text{аут}}$ – эффективность аутсорсинга для организации;
 ДИП – разница между интегральными показателями реализации бизнес-процесса организацией и аутсорсинговой компанией;
 МНЭ - минимальный необходимый эффект для организации



Рис. 2. Модель «Цена – качество»

Таким образом, для определения эффективности аутсорсинга, в первую очередь, необходимо определить разницу между интегральными показателями реализации бизнес-процесса до внедрения аутсорсинга и после:

$$\Delta ИП = ИП_{аут} - ИП_{орг} \quad (2)$$

Где $ИП_{аут}$ – интегральный показатель реализации бизнес-процесса аутсорсинговой компанией;

$ИП_{орг}$ – интегральный показатель реализации бизнес-процесса для организации.

В дальнейшем, дополнительно необходимо определить, на основе метода экспертных оценок, минимальный необходимый эффект (МНЭ) в результате использования аутсорсинга. Идея использования этой величины следующая: если подразумеваемое улучшение деятельности организации не превышает показателя МНЭ, то использование аутсорсинга нецелесообразно.

Интегральный показатель реализации бизнес-процесса самой организацией рассчитывается по следующей обобщенной формуле:

(3)

где k – коэффициент значимости показателя для успешной деятельности организации-заказчика;

$П_{i,орг}$ – i -й показатель для организации.

Соответственно организация, которая в соответствии с требованиями стандартов ISO 9000, должна создать систему оценки эффективности деятельности аутсорсинговой компании и которая складывается из оценки процессов закупок, наличия необходимого персонала, применяемого оборудования, используемых методов и средств контроля, поставляемой документации, с учетом существующего уровня рекламаций и удовлетворенности потребителей, рассчитывает интегральный показатель реализации бизнес-процесса аутсорсинговой организацией по формуле:

(4)

где $П_{i,аут}$ – i -й показатель для аутсорсинговой компании.

Из сказанного выше следует сделать вывод, что оценка процессов аутсорсинга должна быть многокритериальной, складываться из изучения нескольких групп факторов. Например, на основе SWOT-анализа можно сформировать перечень сильных и слабых сторон организации и возможностей и угроз внешней среды. В первую группу факторов, учитываемых при выводе бизнес-процессов на аутсорсинг, можно включить показатели, описывающие положение и развитие нефтегазового предприятия в целом – это объемы потребления услуг, доля в уставном капитале других компаний, способы управления подразделениями, их финансовое состояние. Вторая факторная группа раскрывает информацию о производственных мощностях, ресурсах,

технологиях, профессиональных кадрах тех объектов, которые предполагается передать сторонней организации. В связи со спецификой сырьевой отрасли в третьей группировке целесообразно оценить естественное окружение передаваемых объектов, работ: район проведения работ, оказания услуг, наличие инфраструктуры, фонд бездействующих скважин, горно-геологические, климатические условия. Не маловажную роль также играют внутренний и внешний рынки: мировые цены на нефть, объемы экспорта, доступность кредитов, государственная политика.

Литература

1. Кирилова А. Аутсорсинг и аутстаффинг как новые технологии менеджмента // Финансовая жизнь: научно-практическое ежеквартальное издание. – Москва, 2011. – №1. – С. 55–58.
2. Котляров И.Д. Алгоритм принятия решения об использовании аутсорсинга в нефтегазовой отрасли // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом: ежемесячный научно-экономический журнал. – Москва, 2010. – №11. – С. 33–38.
3. GoodLancer: менеджмент и консалтинг [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.goodlancer.com/archives/16881>, свободный.

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ РОССИИ

И.В. Лескин

Научные руководители доцент О.В. Богданова,
старший преподаватель В.Е. Коноплева

**Филиал Сибирского государственного индустриального университета, г. Прокопьевск,
Россия**

В данной работе отражены наиболее важные на сегодняшний день проблемы экономического, а также социального развития Российской Федерации. Актуальность данной проблемы имеет практическое значение.

Трудность решения экономических и социальных проблем заключается в том, что для успешного решения данных проблем требуется рациональная и эффективная политика государства.

Цель данной работы заключается в рассмотрении и выявлении современных проблем социально-экономического развития РФ. Задачи: 1. Проанализировать существующую экономическую ситуацию в России; 2. Предложить некоторые решения современных проблем экономической и социальной сфер; 3. Сравнить экономический потенциал Китая и России.

Проблема экономического роста сегодня признана всеми. Экономический рост представляет такое развитие национального хозяйства, при котором увеличиваются валовой национальный доход и реальный валовой внутренний продукт как источники удовлетворения потребностей общества. Под экономическим ростом обычно понимают не кратковременные взлеты реального объема общенационального производства, а долговременные тенденции увеличения и качественного совершенствования общенационального продукта и факторов его производства. В России основной рост экономики и экспорта по-прежнему опирается на добывающие отрасли, что дает только формальный повод говорить о каких-либо успехах. Формируя государственный бюджет за счет добычи и экспорта сырья, мы лишаем перспектив будущее поколение россиян.

Экономическая политика в области структурных изменений представляет собой совокупность мер, оказывающих воздействие на изменение меж- и внутриотраслевых пропорций в экономике. Цель данного направления политики – повышение конкурентоспособности национальной экономики, решение ряда социальных проблем, стимулирование научно-технического прогресса.

Важной целью функционирования национальной экономики является создание условий для нормальной жизнедеятельности человека или достижение определенного уровня жизни, и, следовательно, иным, не менее важным, элементом социально-экономического развития является уровень жизни населения. Уровень жизни населения – это обеспеченности населения необходимыми для жизни материальными и духовными благами или степень удовлетворения потребности в этих благах. Для нормальной жизнедеятельности необходимы приемлемые условия труда, полноценное образование, доступное здравоохранение, качество питания, жилья и т.д. Можно также сделать сравнительный анализ уровня жизни населения в разных странах по показателю валового внутреннего продукта (ВВП) на душу населения. Россия по ВВП уступает как развитым странам, так и постсоциалистическим странам Европы (Хорватии, Словакии, Болгарии, Румынии, Польше, балтийским странам), а также Мексике, Бразилии, Аргентине и Арабским Эмиратам.

Интересен факт зависимости продолжительности жизни от уровня жизни и производства реального ВВП на душу населения. По средней продолжительности жизни мы, к сожалению, не входим даже в первую сотню стран мира, занимая 142-е место. Во многом низкая продолжительность жизни объясняется очень плохим состоянием нашего здравоохранения. По грубым оценкам, мы тратим на здоровье по 3 дол. в месяц, а в Америке – по 300. По уровню образования мы занимаем 25-е место.

За последние годы в российской экономике произошло много изменений как положительных, так и отрицательных. В связи с этим появилось множество проблем, как в экономической сфере, так и в социальной. В данной работе будет рассмотрено несколько наиболее важных, на мой взгляд, и острых проблем.

Во-первых, это проблема безработицы. Вообще, безработица – социально-экономическая ситуация, обусловленная превышением количества людей, желающих найти работу (предложением рабочей силы), над числом имеющихся рабочих мест, соответствующих профилю и квалификации претендентов а эти рабочие места

(спрос на рабочую силу). По оценкам правительства, в условиях роста численности экономически активного населения главной задачей остается недопущение массовой безработицы, особенно в отдельных регионах, где она уже в настоящее время близка к критической отметке. При этом механизм реализации данной задачи в первую очередь должен быть сориентирован на развитие процессов межотраслевого и территориального перераспределения рабочей силы с учетом расширяющихся возможностей подготовки и переподготовки кадров.

Во-вторых, это демографическая ситуация – проблема убыли и старения населения, миграция. Население России убывает с 1992 года, т.е. уже в течение 20 лет. Сокращение численности российского населения сопровождается его старением. Это приводит к увеличению среднего возраста работающих, к снижению их мобильности. В многих районах центральной и западной частей РФ доля пожилых людей среди работающих превышает 30-40 и будет расти в будущем. В результате возникает сложности не только с наймом работников для вновь создаваемых производств, но и увеличивается нагрузка на работающих. Кроме того, в современных условиях выезд населения за границу из РФ представляет большую проблему, получившей название «утечки мозгов» в связи с тем, что нашу страну покидают высококвалифицированные специалисты, ученые, творческая интеллигенция. Считается, что экономический рост России, как и ее дальнейшее процветание в будущем, в первую очередь будут обеспечены за счет интеллектуального потенциала страны. Поэтому, проблема демографической ситуации в стране, наряду с «утечкой мозгов», напрямую связана с экономическим ростом в стране и с положительным социально-экономическим развитием России.

В-третьих, бедность является одной из острейших на данное время социальных и экономических проблем в Российской Федерации. Бедными в России официально являются лица, чей ежегодный доход не превышает «черты бедности». Она определяется исходя из стоимости товаров и услуг, необходимых для удовлетворения самых минимальных жизненных потребностей. Государство пытается воздействовать на уровень бедности с помощью государственных выплат населению, размер пособия не достаточен для того, чтобы семья была в состоянии прокормить себя.

В-четвертых, «проблема жилья» становится все более насущной для большинства населения. В России, как и в других странах с переходной экономикой, попытки построить ипотечный рынок по образцу наиболее эффективных систем не привели к успеху. Российская ипотека оказалась востребованной лишь высокодоходными слоями населения. Правительство РФ пытается осуществлять меры по обеспечению жильем, но на данный момент ситуация не изменяется. Как отметил президент, число ипотечных кредитов выросло, но, тем не менее, пока они доступны лишь 10% населения. Правительство делает шаги в сторону улучшения быта граждан, внедряя различные проекты, в том числе национальный проект «Доступное жилье». Как мы знаем, реализация данного проекта не прошла полностью удачно. Для того, чтобы аналогичные ошибки не были допущены при проведении последующих масштабных реформ, необходимы как качественная разработка проектов реформ, так и их эффективная реализация.

В-пятых, российская система налогообложения имеет множество недостатков, которые если не устранять, приведут к достаточно серьезным экономическим последствиям. Налоговая система – наиболее активный рычаг государственного регулирования социально-экономического развития, инвестиционной стратегии, внешнеэкономической деятельности, структурных изменений в производстве, ускоренного развития приоритетных отраслей. Вообще, налоговая система – это совокупность взаимосвязанных налогов, взимаемых в стране, и методов налогообложения, сбора и использования налогов, а также налоговых органов.

В-шестых, в Российской Федерации существует и проблема экономического роста, а, если быть точнее, его недостаточно эффективное развитие. На данный момент правительство пытается стимулировать экономический рост разными способами, однако качественных результатов достигнуто не было. Экономический рост – основа развитой экономики преуспевающих стран. Хотя многие лидирующие страны уделяют больше внимания не столько экономическому росту, сколько качеству экономического роста. В нашей стране, как минимум нужно решить первоочередную задачу – достижение положительного экономического роста.

В-седьмых, инфляция сегодня – одна из острейших проблем, которая существует в РФ уже на протяжении нескольких десятков лет.

В-восьмых, в течение последних десяти лет активно проводятся разнообразные исследования в области коррупции. Эта проблема изучается не только на международном уровне, ею также обеспокоены многие региональные и национальные организации и институты. В России же коррупция в последнее время принимает гипертрофированную форму. По уровню коррупции Россия сегодня сопоставима с африканскими странами, где показатели душевого ВВП в 4-5 раз ниже. Чтобы ликвидировать, или, как минимум, стабилизировать уровень коррупции в нашей стране, должны произойти изменения, включающие в себя ужесточение контроля за исполнением федеральных программ (так как определенный процент коррупции относится к реализации президентских программ «на местах»), ужесточение мер в случае выявления коррупции.

Ещё одна важная проблема экономики России то, что импорт вытесняет отечественные товары. Мы можем увеличить платежеспособный спрос, для удовлетворения которого потребуются наши товары. Но это место пока занимает импорт. Наши товары являются неконкурентоспособными. Данные проблемы не могут быть решены мгновенно. Требуются значительные временные затраты на решение поставленных задач и проектов, которые будут реализованы в нашу жизнь.

Правительство, изучая экономическое становление многих зарубежных государств, исходя из общих принципов и фундаментальных основ европейского выбора, должно создавать собственный российский порядок, который должен находиться в неразрывной взаимосвязи с адекватными ему общественными, государственными, политическими, судебными-правовыми и иными порядками. И если сравнить экономику России с экономикой того же Китая, то Россия во многом уступает этой стране. Так в ближайшие 20 лет Китай имеет реальные шансы для

превращения во второе по экономической мощи государство мира. Уровень жизни достигнет зарегистрированного на современном этапе для среднестатистического жителя Республики Корея или Португалии. В последние годы в Китае неуклонно продолжается экономический подъем и рост благосостояния населения. По объему ВВП Китай занимает второе место в мире после США. Среднегодовой рост ВВП в течение последних 10 лет превышает 8%. На 2008 г. рост ВВП запланирован в размере 10,2-10,5%. Золотовалютные резервы страны превышают 450 млрд. долларов США. Ежегодные прямые иностранные инвестиции в экономику составляют 50-70 млрд. долларов США. В 2000 г. Китай вступил в члены ВТО. В городах ведется интенсивное капитальное строительство, развиваются все отрасли промышленности науки и техники. В соответствии с планами руководства страны к 2050 году Китай должен достичь уровня развития сравнимого с промышленно развитыми странами Европы и создать среднезажиточное общество.

Литература

1. Акиндинова, Н., Мионов В., Петроневич М., Пухов С., Смирнов С. Российская экономика: текущие тенденции и перспективы развития//Вопросы экономики. – М., 2011. – № 8.
2. Россия. Многообразие культур и глобализация: – Санкт-Петербург, Канон+РООИ "Реабилитация", 2010 г. – 448 с
3. Статья «Экономика России в 2011 году» – www.rbcdaily.ru/16.12.2010, Аналитики, BofA Merrill Lynch.
4. Интернет-ресурс: www.correspondent.net, ru.wikipedia.org.
5. Лавров Е.И., Капогузов Е.А. Экономический рост: теории и проблемы: Учебное пособие. – Омск: Изд-во ОмГУ, 2010. – 214с.

ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЕ КОМПЕТЕНЦИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ: РАЗРАБОТКА, ОЦЕНКА, РАЗВИТИЕ

П.А. Мироненко

Научный руководитель ассистент М.П. Иванова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Учитывая тенденции времени за последние несколько лет большинство специалистов из ведущих нефтегазовых компаний занимаются исследованием, оценкой и структурированием развития общекорпоративных и лидерских компетенций. В результате таких исследований soft skills сотрудников заметно улучшаются. Уже сегодня «Единый тарифно-квалификационный справочник работ и профессий рабочих» вытесняют профессиональные технические компетенции. И это вовсе не связано с очередной модной концепцией или коннотативным звучанием новых веяний. Профессиональные компетенции становятся единым унифицированным языком для взаимодействия руководителей, сотрудников, HR и учебных заведений [1].

Понятия компетентность и компетенция трактуются в научной литературе не однозначно. Например, автор В.А. Демин дает свое определение компетентности: «компетентность – это уровень умений личности, отражающий степень соответствия определенной компетенции и позволяющий действовать конструктивно в изменяющихся социальных условиях». Автор выделяет особо общекультурную компетентность как основу профессиональной компетентности, считая, что основными направлениями общекультурной компетентности обучающегося при личностно-ориентированном подходе являются личностные потенциалы. А под профессиональной компетенцией, например, исследователи Зеер Э.Ф и Шахматова О.Н. подразумевают совокупность профессиональных знаний и умений, а также способы выполнения профессиональной деятельности. [2]

Для оценки профессиональных компетенций можно применять следующие методы оценки [3]:

1. Метод 180 или 360 градусов.
2. Тесты и кейсы.
3. Интервью по профессиональным компетенциям.
4. Экзаменационные комиссии (можно совместить с аттестацией).
5. Ассесмент-центр.
6. Оценка по чек-листам (подходит для специальностей, где супервайзер не может знать конкретное рабочее поведение своих работников, например, по причине большого количества работников).

В «ТНК-ВР» в качестве методов оценки используются следующие инструменты:

1. оценка по методу 360 градусов и 180градусов. Эти методы позволяют провести оценку за сравнительно короткий период времени и охватить большое количество человек. Недостаток – высокая субъективность.

2. тестирование. Необходимо разработать большую базу тестов. Недостаток – нельзя измерить применение знаний на практике.

В «ТНК-ВР», оценивая лидерские компетенции через ассесмент-центр, включают блоки, где проявляется применение профессиональных знаний и умений на практике.

Трудность оценки профессиональных компетенций заключается в том, что оценка негативно воспринимается сотрудниками компании. Так, в одной из компаний прохождение оценки привязано к техническим возможностям на рабочем месте (пока не прошел оценку – нет доступа к внутренним программам, экспертам, отсутствует техническая поддержка и т.п.).

По опыту Владимира Солодова («ЭКОПСИ Консалтинг»), сотрудники не хотят брать на себя ответственность и часто заполняют требования к уровню компетенции «базовый» или «специалист». Необходимо следить за тем, чтобы в каждом направлении деятельности (блоке компетенций) обязательно были «эксперты». При этом наивысшие требования к уровню должны быть не у руководителей отделов, а у узких экспертов.

По результатам оценки необходимо дать сотрудникам обратную связь и составить план развития, предложить меню развивающих действий и т.п. [3].

Существует несколько вариантов проведения оценки профессиональных компетенций [4].

Вариант 1. Когда результат оценки – соответствие требуемому профилю.

При тестировании для каждой компетенции задаются только вопросы требуемого профилем уровня. Результатом тестирования становится процентный показатель – на сколько процентов фактический уровень соответствует требуемому. Разница в уровне знаний по каждой дисциплине определяет перечень необходимых курсов для повышения квалификации.

Вариант 2. Когда результат оценки – выявление фактического уровня знаний.

При тестировании для каждой компетенции, сначала задаются вопросы требуемого профилем уровня. При правильном ответе на поставленные вопросы фиксируется данный уровень. В случае неправильного ответа на вопрос задаются вопросы на уровень ниже. И так далее, пока не будут даны верные ответы на вопросы уровня. Если же на вопросы всех уровней не даны верные ответы, то результативность зафиксируется нулевая.

В результате тестирования отображается фактический уровень знаний по каждой компетенции. Зная фактический уровень знаний, можно наиболее точно сформировать программу обучения сотрудника.

Примеры проведения подобных работ представлены в работе авторов Любятинская М. П., Романюк В. Б. [2], где для крупной нефтегазовой компании был сформирован общий профиль компетенций на основе модели компетенций и структуры бухгалтерских и экономических служб; разработаны кодификаторы и спецификации; создан банк тестовых заданий, прошедший экспертизу; сделан анализ сильных и слабых сторон в подготовке специалистов в целом по компании; выработаны рекомендации по совершенствованию программы повышения квалификации специалистов. На основе подобных методик в некоторых нефтегазодобывающих компаниях был запущен и отлажен механизм анализа эффективности работы сотрудников с проведением тестирования – как первичного, так и после повышения квалификации.

В заключении хотелось бы сказать, что в настоящее время профессиональным компетенциям и развитию персонала на их основе уделяется большое внимание. Нефтегазовая отрасль вырвалась вперед в части уже реализованных проектов по разработке профессиональных компетенций, внедрению процедур их регулярной оценки и обучении на основе выявленных «белых пятен». Кроме того, профессиональные компетенции являются основой для формулирования «заказа» высшим и средним учебным заведениям на подготовку специалистов необходимой квалификации. Использование профкомпетенций дает возможность компаниям планировать деятельность кадровых служб, связанную с обеспечением персонала нужной квалификации в долгосрочной перспективе.

Литература

1. Нефтегазовый форум [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.oilforum.ru/topic/1443-neftegazovaja-promishlennost-povishenie-kvalif/>.
2. Любятинская М. П., Романюк В. Б. Инструментарий оценки профессиональных знаний и навыков специалистов бухгалтерских и экономических служб нефтегазовой компании // Сибирская финансовая школа, 2010 – №. 6(83) – С. 122–125
3. Профессиональные компетенции в нефтегазовой отрасли: разработка, оценка, развитие [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.setcorp.ru/main/pressrelease.phtml?news_id=28522
4. Хайруллина Р.Р., Тасмуханова А.Е. Вопросы формирования профессионального стандарта в нефтегазовой отрасли // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2011 – № 5.

СПЕЦИФИКА РИСК-МЕНЕДЖМЕНТА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

О.В. Некрасова, М.О. Шестова

Научный руководитель, доцент О.В. Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск Россия

Риск-менеджмент – процесс принятия и выполнения управленческих решений, направленных на снижение вероятности возникновения неблагоприятного результата и минимизацию возможных потерь, вызванных его реализацией.

Современная экономическая наука представляет риск как вероятное событие, в результате наступления которого могут произойти положительные, нейтральные или отрицательные последствия. Если риск предполагает наличие как положительных, так и отрицательных результатов, он относится к спекулятивным рискам. Если же вследствие реализации риска могут наступить либо отрицательные результаты, либо их может не быть вовсе, такой риск именуется чистым[1].

К основным задачам управления рисками инвестиционных проектов относятся:

- классификация проектных рисков;
- идентификация и оценка проектных рисков;

- мониторинг и прогнозирование рисков;
- разработка методов снижения (элиминирования) рисков;
- организация управления рисками;
- оценка эффективности и обоснование оптимального уровня затрат на управление рисками (оценка результатов).

Основные риски, сопутствующие инвестиционным нефтегазовым проектам, включают: неопределенность рыночной цены нефти и газа, а также техническую неопределенность в сфере разведки запасов (продуктивность месторождений) и добычи (себестоимость). В России большую роль приобретают риски политические и налоговые, а также технические риски, связанные, например, с износом основных фондов и ненадежностью системы материально-технического обеспечения.

До принятия решения о начале реализации проекта необходимо выбрать методы и меры управления рисками. Итогом разработки методов управления риском инвестиционного проекта является оценка результатов. Она проводится на базе массива собранной информации и имеет целью оценку эффективности использования отдельных инструментов риск - менеджмента, затрат на управление рисками в целом. По результатам этого этапа возможна корректировка методов оценки и управления рисками инвестиционного проекта.

Однако на практике найти точное решение задачи минимизации уровня совокупных «рисковых» издержек инвестиционного проекта или, что то же самое, оптимального размера и состава затрат по управлению рисками практически невозможно по многим причинам. Основными из них являются: неполное представление о составе возможных убытков и существующих между ними взаимосвязях; неопределенности в оценках вероятностей и силы неблагоприятных событий, ущербов от них.

При невозможности нахождения точного решения задачи оценки оптимального размера затрат по управлению рисками проекта на практике пытаются обосновать их рациональный уровень, основываясь на различного рода допущениях, предположениях и гипотезах относительно закономерностей проявления неблагоприятных событий, ущербов и эффективности предпринимаемых мер по защите от них.

Риски проектных решений в нефтегазовой области классифицируются по разнообразным критериям. По сфере проявления выделяют: политические, социальные, производственные, коммерческие, финансовые и экологические риски. По стадии проявления различают два вида рисков: предоперационные и операционные риски. На стадии поисков полезных ископаемых выделяют: риск неоткрытия месторождений и риск нерентабельного месторождения. Так, например, в целях уточнения риска геологоразведки могут быть приняты меры по уточнению запасов сырья путем проведения дополнительных бурений скважин, аэрокосмической геологоразведки, такое решение обычно принимается за счет переинтерпретации прежних сейсмических данных, повторного анализа данных каротажа и геофизического исследования скважин.

На стадии разработки возникают риски потерь вызываемых неточным определением объема запасов и коэффициентов нефтегазоизвлечения, которые могут быть скорректированы путем выбора соответствующей более прогрессивной технологии воздействия на пласт.

В этой связи необходимо обратить внимание на последствия этапа оценки результатов риск-анализа, вызванные такими особенностями проектной деятельности, как:

- а) множественность участников;
- б) значительная растянутость во времени;
- в) сложный (комбинированный) характер проектной деятельности - проектная деятельность как сочетание более простых форм деятельности - научно-технической, коммерческой, финансовой, строительной, производственной и др.);
- г) интернациональный характер инвестиционных проектов.

В настоящее время нефтегазовая отрасль всё больше зависит от политики государства. Политические риски для компаний нефтегазового сектора растут по всему миру и оказывают все большее влияние на их рейтинги. Россия в этом списке заняла место в строке высокого риска по соседству с Казахстаном, Алжиром, Аргентиной, Габоном. Рост политического влияния на нефтегазовый сектор обуславливается ростом энергодефицита в мире. В 2008 году международное рейтинговое агентство Standard & Poor's опубликовало доклад, в котором, страны распределены по группам риска на very high ("очень высокий" – Иран, Ирак, Венесуэла, Эквадор, Индонезия), high ("высокий" – Казахстан, Алжир, Габон), significant ("существенный" – Колумбия, Азербайджан, Египет, Ливия), moderate («средний» – Перу, Бразилия, Таиланд), limited ("ограниченный" – Катар, ОАЭ, Бруней, Малайзия) и significant risk ("незначительный" – Италия, Канада, Великобритания, США, Германия и др.). Россия в этом рейтинге заняла место в строке high risk. При этом, как указано в докладе, данная тенденция не относится к крупным государственным концернам, таким как "Газпром", для которых политические риски "можно считать минимальными"[2,3].

Отличным примером зависимости нефтегазовой отрасли от политики государства является топливный кризис, начавшийся в некоторых регионах России в апреле 2011 года. Так, например одной из причин называются методы государственного регулирования цен, инициированного ФАС. В ходе проверки в январе 2011 года ведомство пришло к выводу, что цены на дизель в 2010 году на российском рынке росли неоправданно быстро. После этого правительство рекомендовало заправок снизить цены, как на дизель, так и на бензин.

После удешевления бензина на розничном рынке нефтяным компаниям стало выгоднее отправлять топливо на экспорт, чем продавать на внутреннем рынке. Дефицит горючего усугубился в апреле с закрытием на профилактику нефтеперерабатывающих заводов в Центральном федеральном округе[4].

Возможные мероприятия по управлению политическими рисками.

Применение структурированного подхода к информированию политических лидеров и широкой общественности о необходимости согласованной и последовательной энергетической политики, а также к лоббированию этого вопроса в политических кругах и обществе. Это долгосрочная цель, на реализацию которой потребуются значительные ресурсы.

Понимание и способность прогнозирования направления дальнейшего развития энергетической политики страны, в которой компания осуществляет деятельность. Для этих целей может потребоваться привлечение местных консультантов по политическим вопросам, что является актуальным даже для небольших предприятий.

Реализация ряда широкомасштабных инициатив, направленных на обеспечение соответствия законодательным требованиям и разработку новых форм отчетности, а также осуществление иных мероприятий, способствующих адаптации к предполагаемым изменениям нормативно-правовой базы. Целесообразным представляется и рассмотрение вопроса о переносе определенной части производственной деятельности в страны и регионы с более низкими издержками, связанными с обеспечением соблюдения законодательных требований.

Литература

1. Андреев А.Ф., Зубарева В.Д., Саркисов А.С. Анализ рисков нефтегазовых проектов. М.: 2003. Поворот.
2. РБК daily. Ежедневная деловая газета. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rbcdaily.ru/>, свободный.
3. Standard & Poor's [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.standardandpoors.ru/>, свободный.
4. Авто – новости [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://auto.lenta.ru/news/2011/04/26/crisis/>, свободный.

ПРОБЛЕМА УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО ГАЗА: ПЕРСПЕКТИВЫ И ПРОГНОЗЫ

А.А. Нестеров

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Проблема утилизации попутного газа предстала уже давно, она обсуждается и решается на высшем уровне еще с конца 90-х годов прошлого века. Нынешние постановления обязуют нефтяные компании повысить коэффициент рационального использования ПНГ до 95% по состоянию на конец 2012 года. По данным Минэнерго, не все компании смогут в срок реализовать поставленную перед ними задачу. Это же подтвердило проведенное весной 2011 г. расширенное заседание в Минэнерго России рабочей группы по вопросам использования (утилизации) ПНГ во главе с заместителем министра энергетики РФ Сергея Кудряшова.

Сегодня мы смело можем говорить о том, что более 5% ПНГ во всем мире расходуется неэффективно. Это около 30% газа стран ЕС и около 23% объема газа США. Но в будущем перспективы не менее плачевны, ведь вероятнее всего ожидается увеличение опасных выбросов различных твердых отходов, что само собой оказывает влияние на загрязнение окружающей среды в районах добычи нефти. К тому же, это и финансовые потери, так как выброс 100 млн. т CO₂ в атмосферу (столько же выбрасывают 20 млн. автомобилей) не придает ни полезного тепла, ни электроэнергии. Говоря о России, то можно отметить тот факт, что в течение последних 30 лет не было запущено ни одного нового газоперерабатывающего завода. Сжигая ПНГ, Россия ежегодно теряет около 140 млрд. руб., а могла бы получать суммарный доход от переработки примерно 362 млрд. руб. в год.

Перспективы утилизации ПНГ

Согласно исследованиям, проведенным компанией GE, на основании которых был предоставлен отчет «Сокращение объема сжигаемого в факелах газа: современные глобальные тенденции и политические соображения», в России ежегодно сжигается свыше 50 млрд. м³ природного газа. Но если бы было возможным утилизировать и продать хотя бы ½ этого объема (25 млрд. м³ за год) по внутренним ценам страны, то экономия составит 2 млрд. долл. США (65 млрд. руб.). Также можно успешно использовать различные политические меры и интенсификации инвестиций в технологии переработки газа и производство электроэнергии.

Опираясь на опыт других стран, можно сказать, что утилизация газа позволит уменьшить сжигание газа приблизительно на треть. Взять для примера Нигерию, где объем факельного сжигания газа сократился на 28% за последние 10 лет за счет следующих мер: обратная закачка газа в нефтяные скважины для увеличения объема нефтедобычи; сжижение газа для транспортирования на рынки мира; подача газа через трубопроводы и использование нефти для выработки электроэнергии, необходимой прилегающим территориям к местам добычи нефти. Но при этом, ежегодно Нигерия все еще теряет около 14 млрд. м³ природного газа. При этом половина всего населения Нигерии не обеспечена электроэнергией и стране приходится ежегодно тратить около 13 млрд. долл. на дизельные электростанции, в то время как за счет сжигаемого сейчас ею газа можно было бы получить более 10 ГВт электроэнергии.

Говоря о Ближнем Востоке, то здесь очень низкие цены на факельный газ и высокие – на его утилизацию, поэтому никто не старается экономить.

В настоящее время финансовые потери в мире за растрачиваемый впустую природный газ ежегодно составляют десятки миллиардов долларов, и эти финансовые ресурсы могли бы быть направлены на создание рабочих источников электроэнергии; отсюда – те же миллиарды, но уже доходов за счет увеличения объема производства.

Согласно информации, предоставленной лидерами нефтепромышленной области России, инвестирование в эффективное использование ПНГ в 2010 г. составило приблизительно 50,6 млрд. руб. Параллельно введено в эксплуатацию 36 объектов электроэнергетики, 108 объектов для подготовки попутного нефтяного газа, проложено до 579 км трубопроводов. В 2011 г. планируется потратить 82,2 млрд. руб., ввести в эксплуатацию 171 объекта по подготовке ПНГ, 75 объектов электроэнергетики и больше 2000 км трубопроводов. Имеются также и причины, сдерживающие развитие проектов для переработки попутного газа, например, отсутствие специального оборудования для переработки газа, на строительство которого производитель должен потратить намного больше средств, чем, если платить штрафы. Минприроды в прошлом году приняло решение штрафовать нарушителей-нефтяников. Так в 2011 г. наиболее злостные компании-нарушители выплатили штрафы в сумме 7,5 млрд. руб.

Теория и практика утилизации

У нефтяных компаний есть несколько вариантов для переработки ПНГ. Например, переработка ПНГ с помощью нефтехимии, организация малой энергетики на базе ПНГ, закачка ПНГ и смесей, в составе которых есть ПНГ в пласт, сжижение подготовленного ПНГ, последующая переработка газа на синтетическое топливо (технологии СЖТ/GTL).

Процесс утилизации в РФ происходит нецелесообразно. Предоставлена информация о том, что количество добытого попутного газа в 2010 г. составило 65,4 млрд. м³, а переработано было 31,5 млрд. м³. Основной процент попутного нефтяного газа (45 млрд. м³), добывается в Восточной и Западной Сибири. По статистике, в целом, за прошедший год в факелах было сожжено около 15,7 млрд. м³ ПНГ (24% от всего произведенного ПНГ). Для своих целей было использовано 15% (9,7 млрд. м³). 13%, то есть 8,5 млрд. м³ переработанного попутного нефтяного газа было поставлено потребителям. Ориентируясь на данные, предоставленные Государственным унитарным предприятием «Центральное диспетчерское управление топливно-энергетического комплекса Министерства энергетики Российской Федерации» (ГУП ЦДУ ТЭК РФ), хуже всего утилизировали в 2010 г. попутный газ «Роснефть» (53,8% полезного использования при сжигании на факелах 5837,2 млн. м³), «Газпром нефть» (55,6% полезного использования против сожженных 1929,3 млн. м³) и «РуссНефть» (69,8% против 440,9 млн. м³). Лидером в утилизации ПНГ является «Сургутнефтегаз», потому как почти весь попутный нефтяной газ он поставляет на энергостанции Сургута. Остальные компании работают над созданием проектов по утилизации ПНГ. Ссылаясь на пресс-службу «Газпром нефти», можно говорить о том, что программа по реализации утилизации и повышения эффективности использования ПНГ имеет три основных проекта – на Вынгапуровской группе месторождений (Ноябрьский интегрированный проект), Южно-Приобском месторождении и на Урманском, Шингинском, Арчинском, Нижне- и Западно-Лугинецких месторождениях (Томский интегрированный проект). В июне прошлого года компания приняла решение о строительстве на Южно-Приобском месторождении компрессорной станции и системы сбора ПНГ. Это дает возможность предоставлять для Южно-Балыкского газоперерабатывающего комплекса приблизительно 500 млн. м³ газа в год, сведя уровень утилизации ПНГ до 95 процентов. По этой же схеме заработают и все остальные проекты, заверяет «Газпром нефти». Что касается других регионов, то постепенно и там начинают запускаться свои методы, например, Иркутская нефтяная компания (ИНК) в 2010 г. запустила на Ярактинском месторождении установку по закачке природного газа обратно в пласт. За счет этой технологии возможно увеличение объемов извлечения газового конденсата из продуктивных пластов на 22 %, также можно исключить сжигание газа на факеле.

Прогнозы на будущее

Проблема эффективного использования – это глобальная проблема. Экологи доказывают, что этот процесс возможен, однако он требует финансовых затрат и согласованных действий всех заинтересованных сторон. По мнению Алексея Книжника (Всемирный фонд дикой природы (WWF), еще одним сдерживающим фактором является проблема вывода продуктов утилизации ПНГ на рынок. Заострение проблемы связано с влиянием продуктов сжигания. Кроме того, проблема обостряется из-за того, что масштабное сжигание ПНГ несомненно имеет экологический аспект, несет с собой изменение климата, уничтожает ценные природные ресурсы и есть политическим вопросом. Решение проблемы утилизации ПНГ в России должно состоять из скорейшей реализации новых проектов в этой области – внедрение новой специальной измерительной аппаратуры, строительство компрессорных станций и газосборных сетей, газоперерабатывающих заводов. Применение продуманной и обоснованной политики в данном вопросе сможет ускорить процесс и принести желаемые результаты для экономики страны в будущем. Однако для создания выгодного бизнеса по использованию ПНГ необходима продуманная долгосрочная стратегия правительства в этой области, которая бы эффективно сочетала меры экономического стимулирования и штрафные санкции. Главным в планировании процесса переработки ПНГ для всех нефтяных компаний является повышение степени использования попутного газа без значительного ущерба для компании в финансовом плане. Эксперты GE акцентируют, что результат в первую очередь зависит от адекватных усилий на местах. Организованное сотрудничество на всех уровнях должно начинаться с обмена информацией по цене на газ для его эффективного использования; подтверждение финансовых выгод после сокращения факельного сжигания газа; увеличение потенциала, который содействует местным инвесторам и подрядчикам во время всего процесса на распределенных системах производства электроэнергии. На полноценное решение проблемы, несомненно, влияют инвестиции в прокладку трубопроводов, а также построение производственных мощностей для переработки и хранения попутного нефтяного газа. В таком случае процесс будет эффективным.

Литература

1. Министерство энергетики Российской Федерации [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/>, свободный
2. Открытое Акционерное Общество «Сургутнефтегаз» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.surgutneftegas.ru/ru/>, свободный

**КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ КОМПАНИЙ КАК ОСНОВА ЭКОНОМИЧЕСКОГО РОСТА В
СФЕРЕ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ****О.В. Пожарницкая***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск Россия*

Сегодня ни одна крупная компания не может обойтись без оценки своего конкурентного положения на рынке и конкурентоспособности своей продукции. Несмотря на разнообразные методы и формы конкурентной борьбы, каждая фирма пытается выработать свою стратегию для достижения рыночного успеха.

В настоящее время в России общепринятой методики оценки конкурентоспособности организаций нет. Зарубежный опыт в этой области крайне скудно освещается в литературе. Каждая компания оценивает свою конкурентную позицию по своей методике, а суть и эффективность ее применения не афиширует. В этой связи становится важной задача анализа существующих методик с целью изыскания таких, с помощью которых в дальнейшем можно было бы определять уровень конкурентоспособности объектов с наименьшей погрешностью результатов оценки, а также их применения для оценки конкретных компаний.

Нами в процессе исследования были проанализированные различные зарубежные и отечественные методики оценки конкурентоспособности, в частности такие как: SWOT- анализ, матрица BCG, метод экспертных оценок и др. По изученным методикам проведен сравнительный анализ деятельности таких нефтегазовых компаний, как ОАО «НК Роснефть», ОАО «Газпром» и ОАО «Лукойл».

Можно отметить, что последние годы ОАО «НК Роснефть» является лидером по добыче нефти в России. Наиболее перспективный актив Роснефти – Ванкорское месторождение в Восточной Сибири.

В структуру компании входят семь крупных нефтеперерабатывающих предприятий и четыре мини-НПЗ. Сеть действующих АЗС компании включала в себя 1690 собственных и арендуемых станций, а также 72 АЗС, действующие под торговой маркой ОАО «НК Роснефть» по лицензионным договорам.

На финансовое состояние компании определенное влияние оказывает изменение индекса потребительских цен и изменяющиеся цены на мировом и Российском рынке нефти. ОАО «НК Роснефть» зависит от монопольных поставщиков услуг по транспортировке нефти и нефтепродуктов и не имеет контроля над инфраструктурой, которую они эксплуатируют, и платежами, которые они взимают.

Единая система газоснабжения, которой владеет и управляет ОАО «Газпром», осуществляет транспортировку практически всего газа на территории России и является монопольным поставщиком газа в России.

По величине выручки ОАО «НК Роснефть» уступает сразу двум рассматриваемым конкурентам: ОАО «Газпром» и ОАО «Лукойл». Что касается финансовых показателей деятельности, то у ОАО «НК Роснефть» лучшие показатели фондоотдачи и рентабельности. Коэффициент оборачиваемости оборотных средств на том же уровне, что и у ОАО «Газпром» и выше среднего показателя по отрасли. Коэффициент текущей ликвидности уступает как в отношении среднего показателя, так и значения у конкурентных организаций.

Чтобы проранжировать рассматриваемые компании просчитан интегральный показатель. В результате лидером является компания ОАО «Газпром». У ОАО «Лукойл» незначительный перевес, по сравнению с ОАО «НК Роснефть». Таким образом, не смотря на все выявленные в ходе оценки конкурентные преимущества, среди крупнейших Российских предприятий нефтегазового сектора ОАО «НК Роснефть» занимает лишь третье место.

Рассмотрим подробнее место ОАО «НК Роснефть» на международном рынке. Акции компании размещены не только на российских биржах РТС и ММВБ, но и на лондонской LSE. Лондонская фондовая биржа - одна из крупнейших и старейших бирж Европы и один из наиболее известных мировых рынков ценных бумаг.

Компания проводит сбалансированную политику в области использования собственных и заемных средств и имеет действующие рейтинги Moody's (Baa), Fitch (BBB), S&P (BBB).

ОАО «НК Роснефть» заняла первое место по информационной прозрачности среди российских компаний по результатам исследования международного рейтингового агентства Standard & Poor's. Компания опубликовала очередной отчет об устойчивом развитии, который подготовлен с учетом требований международной организации Global Reporting Initiative и имеет высший рейтинг соответствия критериям GRI A+. Входит в список Fortune Global 500 – занимает 158-е место.

Являясь инструментом стратегического планирования, в современных рыночных условиях оценка конкурентоспособности должна по возможности дать прогноз на перспективу. Для любого экономического субъекта возможность прогнозирования ситуации означает, прежде всего, получение лучших результатов или избежание потерь. Для этого необходимо учитывать такие факторы, как репутация фирмы, ее инновационная активность и др., представляющие своего рода инвестиции в будущую конкурентоспособность компании.

На основе оценки существующего уровня конкурентоспособности предприятия ОАО «НК Роснефть» обозначим выявленные преимущества перед конкурентами и основные направления усиления конкурентоспособности.

Наиболее интенсивное развитие модернизации НПЗ позволит радикально изменить качественные характеристики имеющихся заводов. Одобрен план строительства нефтехимического комплекса на Дальнем Востоке. Заложен первый камень в основание нового НПЗ на территории Китая. Началось расширение мощностей Ангарского завода полимеров. Одобрен проект строительства современного НПЗ мощностью 1 млн. т в г. Грозный на юге России. Успешное завершение данных проектов позволит перерабатывающему сектору ОАО «НК Роснефти» выйти на новый уровень и усилить свои конкурентные позиции.

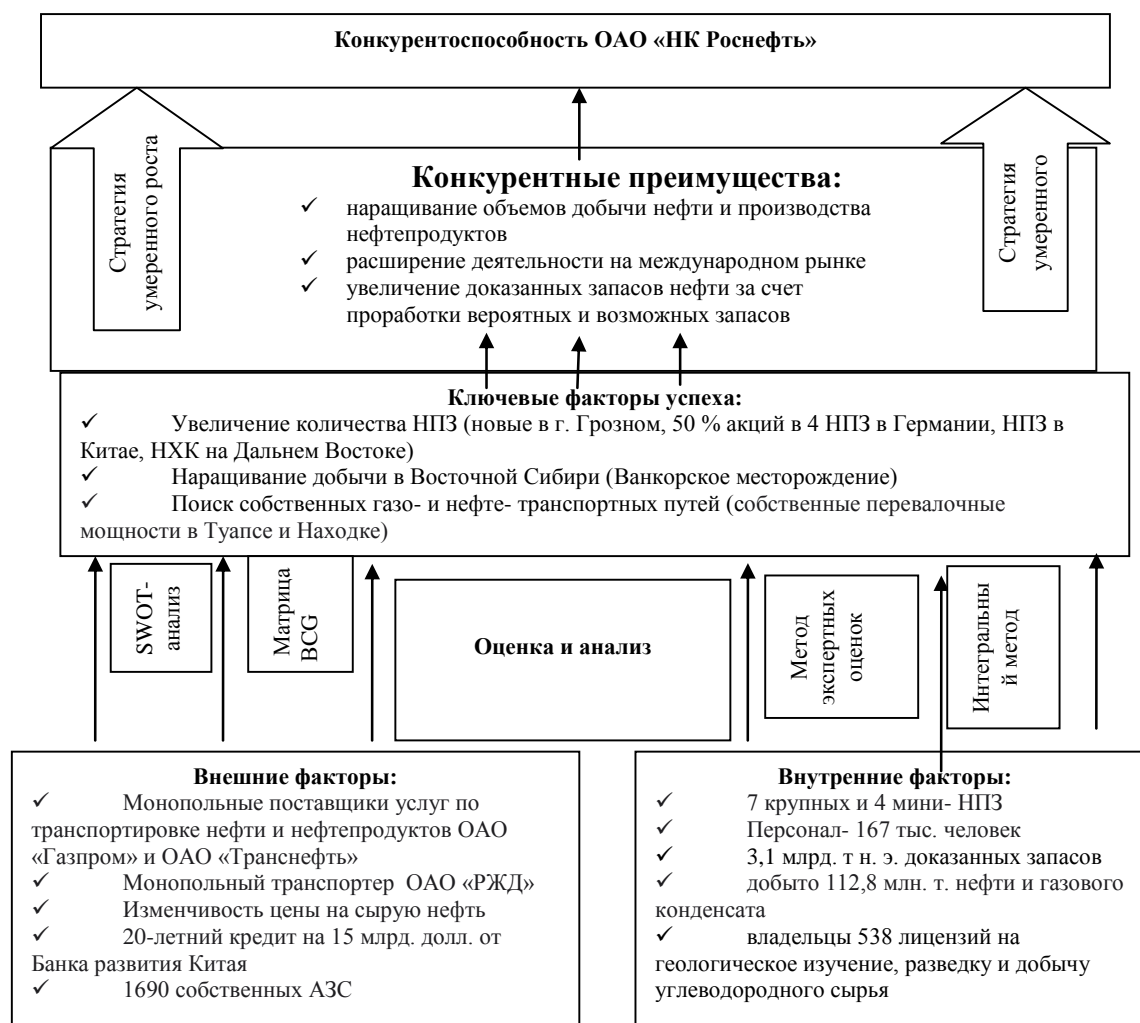


Рис. Алгоритм достижения конкурентоспособности ОАО «НК Роснефть»

Основное конкурентное преимущество ОАО «НК Роснефти» - масштаб и качество ее ресурсной базы. Компания располагает 3,1 млрд. т н. э. доказанных запасов, что является одним из лучших показателей среди публичных нефтегазовых компаний мира. Обеспеченность Компании доказанными запасами углеводородов составляет 25 лет, а большая часть запасов относится к категории традиционных, что дает возможность эффективно наращивать добычу. Компания располагает также 1,7 млрд. т н. э. вероятных запасов и 1,4 млрд. т н. э. возможных запасов, которые являются источником восполнения доказанных запасов в будущем.

ОАО «НК Роснефть» успешно реализует стратегию устойчивого роста добычи, в том числе благодаря внедрению самых современных технологий. Кроме этого, организация имеет самый низкий уровень удельных операционных затрат на добычу нефти не только среди российских, но и среди основных международных конкурентов.

В современных условиях уровень технологического развития является одним из основных факторов конкурентоспособности нефтяной компании. Компания подала заявки на 12 объектов интеллектуальной собственности. Всего в компании зарегистрировано 195 патентов. В рамках разработки программы инновационного развития утверждены 20 приоритетных направлений инновационной работы, по которым инициированы 56 целевых инновационных проектов.

Социальная политика ОАО «НК Роснефть» как часть корпоративной стратегии реализуется в целях повышения эффективности и конкурентоспособности по всем направлениям деятельности. Политика направлена на формирование высокой социальной ответственности перед всеми заинтересованными сторонами на основе равенства возможностей, взаимного уважения и приоритета закона.

К наиболее действенным мерам по регулированию обострения конкуренции на внешнем рынке сырой нефти и нефтепродуктов относится географическая диверсификация, позволяющая перераспределять потоки сбываемой продукции из одного региона в другой. Например, благодаря внедрению направления поставок Архангельск - Мурманск и схемы отгрузок нефти в Китай по железной дороге появилась возможность регулирования экспортного потока с выходом на рынки Дальнего Востока, Юго-Восточной Азии и США. Это становится возможным за счет сокращения традиционных экспортных потоков через порты Черного и Балтийского морей и трубопровод «Дружба» компании ОАО «Транснефть», ориентированных на Европу. С увеличением мощностей перевалки с нефтепроводов на железную дорогу, а также с вводом в действие нефтепровода Восточная Сибирь - Тихий океан эти возможности возрастут.

На рисунке представлен механизм, превращения факторов конкурентоспособности в конкурентные преимущества, которые, в конечном итоге, способствуют достижению конкурентоспособности ОАО «НК Роснефть». Факторы конкурентоспособности делятся на внутренние и внешние - в зависимости от источника их возникновения.

Далее среди этих факторов выделяются ключевые факторы успеха (КФУ) на основе их дальнейшей количественной оценки, а также корреляционного, факторного и других видов статистического анализа. КФУ, в свою очередь, являются источником конкурентных преимуществ, а конкурентные преимущества способствуют достижению конкурентоспособности.

В нашем случае ключевыми факторами являются: расширение сферы нефтепереработки, наращивание добычи и разведки нефти, поиск собственных газо- и нефте- транспортных путей.

Данная схема лежит в основе решения повышения конкурентоспособности ОАО «НК Роснефть». Заинтересованность предприятия в результатах своей деятельности усиливает необходимость повышения конкурентоспособности выпускаемой продукции, что требует совершенствования работы всех служб и подразделений хозяйствующего субъекта.

Литература

1. Васильева, З.А. Иерархия понятий конкурентоспособности объектов рынка / З.А. Васильева // Маркетинг в России и за рубежом, 2006. – № 2(52). – С. 83 – 89.
2. Дунаев, В.Д. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности: Учебник Под. ред. В.Ф.Дунаева – М.: ООО «ЦентрЛитНефтеГаз», 2004. – 372 с.
3. Миловидов, К.Н., Коржубаев, А.Г., Эдлер, Л.В. Нефтегазообеспечение глобальной экономики: Учебное пособие. –М.: «ЦентрЛитНефтеГаз», 2006. – 400 с.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ КОРПОРАТИВНЫХ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ

О.В. Пожарницкая, Д.Э. Абдулина, Н.С. Писарова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск Россия

Отсутствие у подавляющего большинства компаний комплексного подхода к организации управления и его автоматизации, использование зачастую устаревших систем управления и приложений для новых инструментов является одной из главных причин низкой эффективности управления.

В настоящее время современные методы управления находят все более широкое применение в различных отраслях. В России с развитием информационных технологий всё чаще можно встретить термин "корпоративные информационные системы". Что же это такое?

КИС – это не просто совокупность программ автоматизации бизнес-процессов компании (управления производством, ресурсами и компанией), но сквозная интегрированная автоматизированная система, в которой каждому отдельному модулю (отвечающему за свой бизнес-процесс) в реальном времени доступна вся необходимая информация, вырабатываемая другими модулями (без дополнительного и уж тем более двойного ввода данных) [1].

На российском рынке сейчас представлено достаточно много программных продуктов корпоративных автоматизированных систем управления. Наиболее крупными КИС являются пять основных иностранных компаний Baan, Oracle, SAP AG, PeopleSoft и Ross Systems. Существуют и другие системы, такие как 1С, Гепард, Галактика, Парус, Флагман и т.д. Все они различаются функциональными возможностями, а также стоимостью внедрения и масштабами предприятий, на которых могут работать.

При огромном разнообразии предлагаемых систем основная проблема при ее выборе - это наличие реальной информации по всем необходимым для предприятия критериям. Именно поэтому целесообразно проводить сравнительный анализ корпоративных систем управления.

Подробнее мы хотели бы рассмотреть такие системы как SAP и 1С.

SAP - Комплексная система управления предприятием, включающая интеграционную платформу и 22 отраслевых решения, такие как, управление финансами (SAP ERP Financials), управление персоналом (SAP ERP Human Capital Management, SAP ERP HCM), управление оперативной деятельностью (SAP ERP Operations),

управление сервисными службами предприятия (SAP ERP Corporate Services) и т.д. [2]. Ядром решений SAP выступает mySAP ERP - полнофункциональное ERP-решение, представляющее собой набор пакетов и модулей, которые можно развертывать по мере необходимости. Это позволяет компаниям внедрять только ту функциональность управления бизнесом, которая им необходима, и тогда, когда она им необходима.

Преимущества выбора SAP: комплексная интеграционная платформа, которая помогает усовершенствовать системы управления финансами и корпоративного управления. Также система позволяет повышать производительность, эффективность и оперативность, процесса принятия решений; дает возможность адаптации к изменениям бизнеса; существует возможность объединять на своей базе другие IT-приложения. Информационной системы на базе программного обеспечения SAP повышает инвестиционную привлекательность предприятия.

Бесомым доводом в пользу SAP – это возможность обеспечить работу в едином информационном пространстве наибольшего числа внутренних пользователей. Например, информация по финансово-хозяйственной деятельности сегодня предоставляется в режиме on-line всем – от рядового исполнителя до руководителя компании. Установленное программное обеспечение, кроме всего прочего, помогает решать главную задачу – улучшать качество предоставляемых услуг. Теперь потребители могут в любое время получить исчерпывающие сведения по выставленным счетам. Это немаловажно, так как обеспечивается высокая прозрачность деятельности компании, как для ее руководства, так и для потенциальных инвесторов.

Но есть и определенные риски. Максимальный эффект использования системы, по мнению разработчиков, достигается лишь при условии замены от 90 до 100% действующих информационных технологий. Масштабы этой задачи влекут за собой неизбежность изменения системы взаимодействия между подразделениями компании. Модернизация информационной системы также требует совершенствования бизнес-процессов, чтобы они смогли адаптироваться к новому программному обеспечению. Поэтому не исключено, что процесс внедрения системы может затянуться на неопределенный срок. В конечном итоге расходы на ее реализацию могут оказаться слишком высокими [3].

Система программ "1С:Предприятие" предназначена для автоматизации управления и учета на предприятиях различных отраслей, видов деятельности и типов финансирования, и включает в себя решения для комплексной автоматизации производственных, торговых и сервисных предприятий, продукты для управления финансами холдингов и отдельных предприятий, ведения бухгалтерского учета ("1С:Бухгалтерия" самая известная учетная программа в ряде стран), расчета зарплаты и управления кадрами, для учета в бюджетных учреждениях, разнообразные отраслевые и специализированные решения, разработанные самой фирмой "1С", ее партнерами и независимыми организациями. Решение актуальных задач учета и управления.

С точки зрения руководителя, при выборе системы автоматизации очень важно определить, какие задачи ему необходимо решить средствами "1С:Предприятия". Функции "1С:Предприятия" можно разделить по целям автоматизации и, соответственно, группам ответственных пользователей.

Анализ и управление эффективностью работы предприятия – эти функции системы ориентированы на решение задач руководителя предприятия и на управленцев, отвечающих за рентабельность бизнеса и его развитие. Их назначение – обеспечить руководителей актуальной информацией, необходимой для оценки ситуации и принятия решений. К ним относятся такие механизмы, как бюджетирование (планирование финансовой деятельности и сопоставление планов с фактическими данными), анализ рентабельности производственной деятельности, анализ сбыта товаров и продукции, прогнозирование продаж и т.д. [4].

Функция по учету и управлению оперативной деятельностью предприятия решает задачи менеджеров и работников, непосредственно занимающихся торговой, производственной деятельностью или деятельностью в области оказания услуг. Она обеспечивает эффективную ежедневную работу предприятия: подготовку документов, управление движением товаров, управление производственными запасами и выпуском продукции, прием заказов и контроль их исполнения и т.д.

Регламентированный учет и отчетность – эти функции системы решают задачи бухгалтеров и расчетчиков зарплаты. Их цель – обеспечить ведение учета в полном соответствии с требованиями законодательства. В эти функции входит собственно ведение бухгалтерского и налогового учета, расчет заработной платы.

Модель, выбранная создателями 1С настолько удачна для решения именно проблем учета (хотя она и не идеальна), что перевод учета из другой системы управления базами данных в 1С может стоить дешевле, чем корректировки в исходной базе данных.

Однако, в решении некоторых вопросов есть отдельные недостатки. Ряд функций в 1С невозможно реализовать. В первую очередь – это работа с графикой. 1С совершенно лишена возможности работать с ней (т.е. рисовать линии, другие геометрические фигуры заданных размеров). Например, можно описать изделие каким-то перечнем параметров (длина, высота, ширина), но нарисовать это на экране программа не сможет. Но, в подавляющем большинстве это и не требуется. При переходе на «1С: Бухгалтерию» с другой бухгалтерской программы могут возникнуть серьезные затруднения при переносе информации из одной базы данных в другую (значительную часть информации нередко приходится переносить вручную), так же затруднен поиск ошибок, сделанных во время обработки документов.

Из вышесказанного можно сделать вывод, что 1С обладает явным преимуществом в цене и доступности к обучению программы. В то же время SAP имеет международную популярность и сейчас все больше и больше компаний начинают пользоваться именно им. При выборе КИС SAP выглядит более привлекательным и надежным.

Литература

1. С.А. Соколов. Автоматизация вещания – автоматизация бизнеса// Оборудование для радиовещания, 2007. – С.44 – 46 – Режим доступа: [digiton.ru › matter/avto_broadcast_avto_biznes.PDF](http://digiton.ru/matter/avto_broadcast_avto_biznes.PDF) – свободный.
2. Решения SAP для управления ресурсами предприятия. Режим доступа <http://www.sap.com/cis/solutions/business-suite/erp/index.epx> - свободный.
3. SAP – это “наше всё”// Управление производством, 2010 Режим доступа http://www.up-pro.ru/library/information_systems/management/sap-nashe-vse.htm свободный.
4. 1С Формат плюс Режим доступа <http://www.formatplus.ru/publ/5-1-0-1> свободный.

**ОСОБЕННОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ В РАЗРАБОТКУ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ****Е.Ю. Польшгалов**

Научный руководитель доцент А.В. Антошкина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последние годы в нефтедобывающем секторе российской экономики произошли существенные изменения, которые привели к переосмыслению принципов процессов планирования и анализа результатов производственно-хозяйственной деятельности компаний, а так же пересмотру инвестиционных принципов и методов в целом.

Для оценки проектных решений чрезвычайно важным является знание специфических особенностей организационно производственного и экономико-управленческого характера, присущих отдельным отраслям хозяйства.

К особенностям нефтегазодобывающего производства следует отнести:

- удаленность предмета труда (нефтегазонасыщенного пласта) и подземной части эксплуатационного оборудования от места непосредственного наблюдения и управления процессом нефтегазодобычи;
- невозможность изменить территориальное расположение месторождений;
- зависимость от природных горно-геологических условий и качества проведения геологоразведочных работ;
- динамичный характер (изменчивость во времени) природных факторов;
- обособленность производственных объектов;
- наличие нескольких стадий эксплуатации месторождений;
- комплексный состав добываемой продукции на месторождениях;
- неблагоприятное экологическое воздействие на природную среду процессов разработки месторождений;
- высокая неопределенность информации, используемой при составлении инвестиционных проектов;
- изменение воспроизводственной структуры капитальных вложений в процессе эксплуатации месторождения;
- длительность периода эксплуатации нефтегазовых объектов [1].

В свою очередь, каждая из указанных особенностей имеет свою специфику. Так к специфике геологоразведочных работ в нефтегазовой промышленности можно, в первую очередь, отнести [1]:

- разбросанность объектов поисков и разведки на значительные территории;
- слабое развитие производственной и социальной инфраструктуры региона; удаленность объектов от баз снабжения;
- применение различных видов, методов и комплексов работ по изучению недр;
- постоянное перемещение фронта работ в пространстве;
- большая продолжительность полного цикла, связанного с открытием и подготовкой к эксплуатации залежей нефти и газа;
- необходимость опережающего проектирования геологоразведочных работ по сравнению с проектированием добывающих предприятий;
- ухудшение показателей эффективности геологоразведочных работ начиная с момента достижения определенной степени изученности региона.

Свои специфические особенности имеют буровое производство, магистральный транспорт нефти и газа, нефтегазопереработка и сбыт нефтепродуктов.

Знание и учет особенностей подотраслей нефтяной и газовой промышленности является необходимым условием качественной подготовки инвестиционных решений и надежного обоснования их эффективности.

Эти особенности определяют и специфику проектов освоения нефтегазовых ресурсов:

- зависимость объемов добычи нефти и газа от природных условий и уровня использования запасов углеводородов;
- невозпроизводимость природных ресурсов;
- динамичный характер природных факторов;
- стадийность эксплуатации месторождений;
- неопределенность исходной информации;
- длительность периодов реализации проектов;
- высокая капиталоемкость и продолжительный период осуществления капитальных вложений;

- высокий уровень риска инвестиций в поиски, разведку и разработку месторождений нефти и газа;
- постоянное ухудшение экономических показателей разрабатываемого месторождения, связанное с природными факторами;

- зависимость денежного потока, генерируемого инвестиционным проектом от истощения запасов месторождения.

Все это учитывалось нами при разработке методических подходов к оценке эффективности инвестиционных решений по освоению ресурсов углеводородного сырья.

Специфика проектов освоения нефтегазовых ресурсов обуславливает определенную последовательность инвестиционного проектирования

В приведенной схеме особое место отводится технологической схеме разработки месторождения и технико-экономическому обоснованию (ТЭО), в которых проводится оценка эффективности проекта и принимается решение - вводить месторождение в эксплуатацию в ближайшие годы или законсервировать запасы на неопределенное время. При положительной оценке начинается следующая фаза - рабочее проектирование и строительство необходимых производственных объектов, а затем – эксплуатационный период.

В течение всего эксплуатационного периода проводится анализ всех показателей проекта и через каждые 5 лет составляются уточненные проекты разработки на основе скорректированных геолого-промысловых параметров. По мере приближения к этапу падающей добычи (когда газоотдача составит 60-65%), составляется проект на период падающей добычи, оценка эффективности которого имеет специфические особенности. Наконец, нужно проектировать и ликвидационные мероприятия в конце периода разработки месторождения как по экономическим, так и социальным и экологическим требованиям [3].

Иначе говоря, многоплановая проектная деятельность должна быть эффективно организована как часть всего нефтегазового бизнеса на основе научно-обоснованных методов и процедур. Это обращает нас к проектному анализу.

Важно подчеркнуть, что проектирование осуществляется на протяжении всего жизненного цикла месторождения - от подготовки освоения до его ликвидации. Отметим, также, что речь идет не только о техническом проектировании (подготовке чертежей и смет), но и об экономическом проектировании, которое имеет существенное значение из-за необходимости осуществления значительных затрат.

Большая длительность периода разбуривания нефтяных месторождений, процесс последовательного уточнения информации о месторождении, порционный характер инвестиций и их периодическая переоценка приводят к необходимости в сфере разработки нефтяных месторождений использования трех ее понятий.

Предельная (маржинальная) эффективность инвестиций (Эпр). В денежном потоке учитываются затраты и результаты, генерируемые очередной (последней) «порцией» инвестиций (сооружение скважины), в течение ожидаемого периода ее рентабельной эксплуатации.

Динамика изменения Эпр в течение периода разбуривания месторождения лежит в основе формирования значений эффективности инвестиций в разработку месторождения в целом и в разработку остаточных неразбуренных запасов.

Эффективность инвестиций в разработку месторождения в целом (Эц). В денежном потоке учитываются затраты и их результаты в течение всего периода освоения месторождения, как уже полученные (если они имеются), так и ожидаемые (проектные). Прошлые (фактически имевшие место) затраты и результаты в случае необходимости определяются с учетом динамики инфляции за прошедший период на основании данных специально организованного бухгалтерского учета в рамках нефтяного месторождения.

Эффективность инвестиций в разработку остаточных неразбуренных запасов (Эост). В денежном потоке учитываются затраты и их результаты, связанные с извлечением остаточных запасов (запасов, которые могут быть освоены в случае продолжения инвестиционного процесса).

Проектные величины (Эц, Эпр и Эост) из-за существующей той или иной степени неопределенности исходной информации, конечно, всегда будут отклоняться от фактически достигаемых в результате реализации проекта величин. В ходе разработки месторождения могут открываться новые залежи, оказывающиеся более доходными, чем уже разрабатываемые. Однако выявленные тенденции при разработке большинства месторождений будут сохраняться. В частности, следует обратить внимание на то, что эффективность в разработку неразбуренных запасов (Эост), которая определяется в подавляющем большинстве технологических документов, не может отражать степень доходности, связанной с освоением нефтяной компанией месторождения в целом [2].

Таким образом, нами были рассмотрены основные особенности инвестиции в нефтегазовой отрасли, а так же предложены к более подробному изучению три метода оценки инвестиций при разбуривании месторождений, которые в свою очередь показывают свою эффективность и могут быть применены на практике.

Литература

1. В.Д. Зубарева, А.С. Саркисов, А.Ф. Андреев Проектные риски в нефтегазовой промышленности: Учебное пособие. – М.: Нефть и газ, 2005. – 236 с.
2. Экономика и управление, Принципы оценки эффективности инвестиций в разработку нефтяных и газонефтяных месторождений – М., 2010. – №2. – С. 29-35.
3. Андреев А.Ф., Зубарева В.Д., Саркисов А.С. Анализ рисков нефтегазовых проектов: Учебное пособие. – М.: Нефть и газ, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина – М., 2003. – 232 с., ил.

ЦЕНООБРАЗОВАНИЕ В ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ НА МИРОВОМ РЫНКЕ

Н. В. Савельева

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Научный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ценообразование в газовой отрасли является важным составляющим энергетической политики и экономики страны в целом. Престиж на мировой арене и экономическое благосостояние России находятся в сильной зависимости от уровня цен на природный газ.

Российский газ является одним из самых дорогих на мировом энергетическом рынке. Его стоимость неумолимыми темпами ползет вверх. Менее чем за 10 лет цена на российский газ на европейском рынке выросла почти в 4 раза, что ярко иллюстрируется данными таблицы 1.

Таблица 1

Мировые цены на природный газ

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Цена на российский газ на европейском рынке, долл./тыс. куб. м	96,0	125,5	135,2	212,9	295,7	293,1	473,0	318,8	296,0	381,5

Природный газ - экспортный товар. Европа - важнейший импортер российского газа. Но при этом европейские страны стремятся уйти от газовой зависимости. Развитие возобновляемых источников энергии (энергия ветра, солнца, воды) – энергетическая стратегия европейских государств, поэтому рост цен на газ определяет увеличение потребности в альтернативных источниках энергии (Таблица 2). Спрос на газ в Европе будет продолжать сокращаться, поскольку ЕС старается снизить объем вредных выбросов в атмосферу и сделать акцент на развитии возобновляемых источников энергии. Такая политика способна снизить спрос на газ до 20% к 2020 году. Представители европейского бомонда уже открыто заявляют, что если цели ЕС будут достигнуты и цены на газ не перестанут расти, то в 2020 году спрос на газ в Европе сократится на 22%, тогда как импорт газа снизится на 5%. А рас спрос на газ упадет, то соответственно и цены на него тоже поползут вниз. Голубого топлива окажется слишком много, а когда товара больше, чем покупателей, он резко теряет свою стоимость. Это явление может крайне негативно сказаться на мировых лидерах в экспорте газа, и, конечно же, в первую очередь это касается нашей страны. Поэтому, чтобы не потерять свои позиции на мировом энергетическом рынке России просто необходимо заниматься развитием возобновляемой энергетики.

Таблица 2

Цены на природный газ на европейском рынке в 2010-2011 гг., долл./барр.

	2010				2011			
	I кв.	II кв.	III кв.	IV кв.	I кв.	II кв.	III кв.	IV кв.
Цена на нефть сорта Brent, долл./барр.	76,7	78,7	76,4	86,8	104,9	117,1	112,5	109,3
Цена на российский газ на европейском рынке, долл./тыс. куб. м	273,2	291,4	306,5	313,0	329,4	360,6	401,0	434,9
Спотовые цены на природный газ на европейском рынке (Нидерланды), долл./тыс. куб. м	145,4	178,8	204,0	224,5	244,7	246,3	239,3	247,1

В то время как в других странах мира цены на газ опускаются (цены на газ в США за 2011 год упали на 32%), в нашей стране они неуклонно растут. Казалось бы, современные технологии позволяют сокращать расходы на добычу природного газа (массовое применение технологий горизонтального бурения и гидроразрыва пластов). Кроме того, многие компании получают попутный газ при производстве нефти, что также положительно сказывается на себестоимости голубого топлива. При этом высокие цены на нефть подталкивают компании к бурению новых скважин и увеличению объемов добычи. В результате автоматически увеличивается производство попутного газа, что приводит к росту предложения на рынке. Но так происходит за рубежом, а не в нашей стране. Некоторые объясняют такой парадокс долгосрочной политикой административного повышения цен на газ - более дорогое топливо должно повысить энергоэффективность экономики. В то время как весь мир стремится к независимости от поставок голубого топлива, в России проводится политика привязки доходностей экспортных и внутренних поставок.

От глобального коллапса нас спасает тот факт, что ОАО «Газпром» до сих пор большую часть газа продает в Европу по долгосрочным контрактам. Но у всего есть срок, и сложно представить, что будет с газовой политикой РФ, когда срок действия контрактов истечет, а импортеры российского газа научатся обходиться собственными силами в энергетической сфере (в том числе и за счет использования возобновляемых источников энергии).

Итак, ценообразование в газовой отрасли - процесс весьма сложный и неоднозначный. Сложно наверняка определить развитие ситуации, мы можем лишь строить догадки. Но на данный момент ситуация складывается таким образом, что если в нашей стране не будут проведены глобальные изменения в энергетической области, мы просто рискуем остаться за бортом мирового газового лайнера.

Литература

1. Албул В.П., Рыбакова Е.А. Цена топлива и себестоимость продукции. «Газовая промышленность». – Москва, 2002. – № 6. – С. 12–15.
2. Боровиков В.П., Боровиков И.П. Statistica Статистический анализ и обработка данных в среде Windows – М.: Информационно-издательский дом «Филинь», 1997.–608 с.
3. Бучнев О.А. Особенности повышения цен на продукцию естественных монополий» Газовая промышленность» – Москва, 2002. – № 10. – С. 8–10.
4. Евразийский рынок энергоресурсов: новые стимулы и приоритеты устойчивого развития. Материалы конференции / Международная топливно-энергетическая ассоциация (МТЭА). – М., 1995. – 434 с.
5. Федеральный закон «О естественных монополиях», Федеральный закон «О газоснабжении в Российской Федерации», Постановление ФЭК России от 21 июля 2000 г. № 36/6
6. Щекина В.Д., Корнеева Т.А. Ценовая политика при реализации газа на внутреннем рынке РФ/«Газовая промышленность». – Москва, 2000. – № 6. – С. 17–19.

ПРОБЛЕМЫ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ В ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ НА ВНУТРЕННЕМ РЫНКЕ

Н.В. Савельева

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Научный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Топливо-энергетический комплекс, и прежде всего нефтегазовая отрасль, является не только важнейшим источником налоговых поступлений в бюджет государства, но и влияет на развитие сопряженных отраслей промышленности и сферы услуг. Как следствие ценообразование в ТЭК и в частности, в газовой отрасли, - один из важнейших факторов развития экономики России.

Основной добывающей компанией является ОАО «Газпром», на долю которого приходится более 70% в общероссийской добыче природного газа (таблица 1). Добычей газа занимаются и нефтяные компании, такие как «НОВАТЭК», «Роснефть» и др.

Таблица 1

Производители газа в 2008-2011 гг.

	Добыча газа в 2008г., млрд куб. м	Доля в общей добыче, %	Добыча газа в 2010 г., млрд куб. м	Доля в общей добыче, %	Добыча газа в 2011 г., млрд куб. м	Доля в общей добыче, %
Россия, всего	664,9	100,0	665,5	100,0	687,5	100,0
«Газпром» + «Газпром нефть»	553,1	83,2	513,9	77,2	519,0	75,5
В том числе «Газпром»	550,9	82,9	509,0	76,5	510,1	74,2
Нефтяные компании	54,8	8,2	66,6	10,0	69,1	10,1
«НОВАТЭК»	30,8	4,6	37,8	5,7	53,5	7,8
Операторы СРП	8,5	1,3	23,3	3,5	25,2	3,7
Прочие производители	17,6	2,6	23,9	3,6	20,7	3,0
Госкомпании, всего: «Роснефть» + «Газпром» + «Газпром нефть»	566,1	85,1	531,2	79,8	537,6	78,2

Так как на рынке газа ОАО «Газпром» практически является монополистом, то долгое время все вопросы, касающиеся ценообразования в России обсуждались исключительно на государственном уровне, что являлось отличительной чертой централизованной плановой экономики Советского союза. Такой жесткий монополистический подход не мог благоприятно сказаться на развитии экономики страны, так как главные производители энергетики оказались вне обсуждения столь важного газового вопроса. Без учета мнения "из первых рук", а именно такими являются компании энергопроизводители, невозможно установить объективную и максимально верную цену на газ.

С течением времени и рядом реформ процесс ценообразования претерпел множество изменений и был сильно либерализован, вплоть до того, что в руках всего лишь нескольких монополистов оказались сосредоточены все рычаги постановления цен. Монополия частных фирм стала одной из причин увеличения

стоимости голубого топлива. Сегодня в России цены на экспортируемый газ часто выше мировых (таблица 2). Причиной этому также является и кризис, который привел к увеличению себестоимости продукции, сокращению инвестиций.

Таблица 2

Внутренние цены на природный газ в долларовом выражении в 2000-2011 гг. (средние цены производителей, долл./т)

	2000 дек.	2005 дек.	2006 дек.	2007 дек.	2008 дек.	2009 дек.	2010 дек.	2011 январ.	2011 март	2011 июнь	2011 сент.	2011 Дек.
Газ, долл/ тыс. куб. м	3,1	11,5	14,4	17,6	18,1	16,9	20,5	21,9	23,1	26,8	21,3	25,7

Цена на газ в 2010г. на внутреннем рынке России повысилась на 26,6% по сравнению с ценами 2009г. (рис.). В 2011г. регулируемые цены на газ для всех категорий потребителей году были увеличены более чем на 15% (в среднем за год к предыдущему году). Такой же темп повышения цен на газ правительство запланировало и на ближайшие три года. Некоторые представители российского политического бомонда объясняют такой парадокс долгосрочной политикой административного повышения цен на газ - более дорогое топливо должно повысить энергоэффективность экономики.

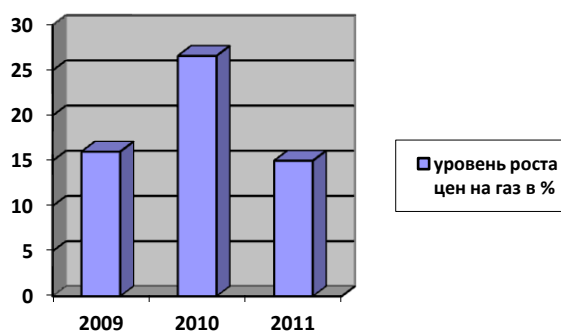


Рис. Рост уровня цен на газ на внутреннем рынке РФ

Стоимость газа не так уж и мала, если сравнивать ее с общим уровнем цен в РФ, но все же газ значительно дешевле многих других источников энергии, что отрицательно сказывается на таких энергетических отраслях, как угольная, например. Долгое время искусственное поддержание цен на газ имело вполне объяснимую причину - необходимо было поднимать промышленность страны, а дешевая энергетика - один из самых доступных способов. Но у данного явления есть и черная сторона медали - такая ценовая политика лишила эффективного развития отрасли, не обеспечив ее необходимым финансовым подкреплением. Кроме того, в то время как весь мир стремится к независимости от поставок голубого топлива, в России проводится политика привязки доходностей экспортных и внутренних поставок.

Выходом из данной ситуации может быть более эффективная политика государства, которая позволила сократить долю газового топлива в промышленности страны, а также совершенствования методов тарификации цен в данной отрасли.

Необходимо отметить, что начиная с 2006 г., Правительством Российской Федерации предпринимаются меры по развитию российского рынка газа в соответствии с рыночными принципами. В мае 2007 года Правительством РФ было принято постановление № 333, которым предусматривался ряд шагов, направленных на либерализацию ценообразования в газовой отрасли. 31 декабря 2010 г. Правительством РФ было принято постановление № 1205. Документ устанавливает переходный период (2011–2014 годы), в течение которого регулирование оптовых цен на газ для всех потребителей (кроме населения) будет осуществляться на основе формулы цены, предусматривающей поэтапное достижение равной доходности поставок газа на внешний и внутренний рынки и учитывающей стоимость альтернативных видов топлива. Поэтапное достижение равной доходности в период 2011–2014 годов будет обеспечиваться за счет установления Федеральной службой по тарифам специальных понижающих коэффициентов, которые являются составной частью формулы и будут приводить уровень цены в соответствие с устанавливаемыми Правительством РФ средними параметрами ежегодного изменения оптовых цен на газ для всех потребителей, кроме населения.

Такой переход к формированию внутренних цен на газ на основе рыночных принципов будет способствовать развитию не только газовой отрасли, но и смежных отраслей, повышению энергетической эффективности национальной экономики в целом. Совершенствование ценовой политики государства должно основываться на повышении прозрачности принципов ценового регулирования.

Литература

1. Дзукоев А.В., Жилин О.Ф., Некоторые проблемы ценообразования на природный газ в регионах // «Финансово-экономический вестник нефтяной и газовой промышленности». – Москва, 2002. – № 7. – С. 23–25.
2. Жизнин С. З. Основы энергетической дипломатии: – М. , 2003. – 185 с
3. Жилин О.Ф., Хузмиев И.К. К вопросу о ценообразовании на природный газ на территории России // «Финансово-экономический вестник нефтяной и газовой промышленности». – Москва, 2001. – № 6. – С 17–24.
4. Пашковская И. Г. Энергетическая политика Европейского союза в отношении России и новых независимых государств, И. Г. Пашковская – М. : проспект, 2010. – 168 с.
5. Russian gas sector dominated by Gazprom- little incentive to expand/Oil & Gas Journal, June 2, 2003. – № 5. – P. 3–5.

**БИЗНЕС-ИНКУБАТОРЫ КАК ЭЛЕМЕНТ РАЗВИТИЯ ИННОВАЦИОННОЙ
ИНФРАСТРУКТУРЫ****А.С. Савенкова**

Научный руководитель доцент О.В. Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск Россия

На сегодняшний день основной задачей, которую ставит перед собой Россия, - построить обновленное государство с развитой конкурентоспособной экономикой. И поскольку в настоящее время преимущество в конкурентной борьбе определяется ни размерами страны, ни уровнем запасов природных ресурсов и не мощностью финансового капитала, становится совершенно очевидно, что в ближайшие годы будут лидировать те государства, которые эффективно будут использовать рыночные механизмы, обеспечивающие быстрое обновление, внедрение и широкое распространение передовых технологий, увеличение выпуска конкурентоспособной на мировом рынке продукции.

Основой структурных изменений, как в технологически развитых странах, так и в бурно развивающихся является инновационная стратегия и активная научно-техническая политика корпораций, фирм и регионов, ориентированная на содействие развитию передовых технологий прорывного характера. Анализ же инновационной активности России позволяет говорить о том, что в целом она является достаточно низкой. В среднем 65% российских организаций расходуют на НИОКР менее 1% своего оборота. По показателю расходов на внутрифирменные НИОКР Россия находится позади не только развитых индустриальных стран, но и ряда развивающихся стран. Однако исследование деятельности отдельных корпораций показывает большее количество инноваций, представляющих, как правило, усовершенствование существующего продукта (43%), либо усовершенствование существующего процесса (32%). Стратегические инноваторы составляют среди инновационных российских компаний около 9%, тогда как в странах ЕС – около 22%. Поэтому важен не сам факт проведения мероприятий, которые можно отнести к инновационной деятельности, а уровень затрат на них и, в первую очередь, затраты на НИОКР. Затраты компаний на НИОКР не превышают 8% общих расходов на технологические инновации, тогда как для европейских стран этот показатель составляет в среднем 20%. Затраты фирм на приобретение патентов и лицензий составляют менее 2%.

Причины низкой инновационной активности российских компаний обусловлены системными проблемами в инновационной сфере российской экономики, а также самим характером инновационной деятельности в России, для решения проблем которых необходимо создание эффективной инновационной инфраструктуры, обеспечивающей переход результатов научных разработок на рынок продуктов и услуг. Ведущее место в этом процессе занимают инновационные бизнес-инкубаторы. Так по словам президента Д.А. Медведева: «Сектор научных разработок и их эффективная коммерциализация - это основа конкурентоспособного промышленного производства. И в развитых странах развитая же инновационная система включает в себя не только инновационные проекты и реализующий их впоследствии инновационный бизнес, но и исследовательский сектор, сферу образования - всё это находится в одном большом кластере. Базовыми элементами этой системы являются создаваемые сегодня наукограды, особые экономические зоны, технопарки, центры трансфера технологий, так называемые бизнес-инкубаторы».

Бизнес-инкубатор - это структура, специализирующаяся на создании благоприятных условий для возникновения и эффективной деятельности малых инновационных (венчурных) фирм, реализующих оригинальные научно-технические идеи. Это достигается путем предоставления этим фирмам материальных, информационных, консультационных и других необходимых услуг.

Одним из важнейших ресурсов инновационного процесса являются научные знания, новые технологии, приемы и методы организации и управления, предпринимательский потенциал, инновационные грамотность и культура кадров всех уровней и профессиональной принадлежности, знание мирового опыта. Тогда как в настоящее время основной проблемой инновационной сферы России является неумение превращать интеллектуальный потенциал в активы, способные к эффективному обращению на мировых рынках знаний и высоких технологий. Поэтому важнейшей задачей инфраструктуры инновационной экономики является обеспечение функционирования всей цепочки интеллектуального производства: от получения заказов на новые разработки до продвижения результатов интеллектуальной деятельности на внутренний и мировой рынки. Национальные усилия в инновационной сфере должны быть направлены на создание механизмов капитализации интеллектуального потенциала и формирование современных экономико-производственных институтов. Бизнес-

инкубаторы при этом играют одну из наиболее важных ролей – они помогают созданию и развитию малых, и, как правило, инновационных предприятий. Эта функция становится все более важной, так как с течением времени выход на рынок новых предприятий будет все сложнее, в первую очередь, из-за возрастающей конкуренции.

На практике бизнес-инкубатор представляет собой инфраструктурный объект, который оказывает поддержку предприятия на начальной стадии, на стадии зарождения и становления бизнеса, основной целью бизнес-инкубаторов является выращивание новых фирм, оказание помощи в начальный период существования, в то время когда они более уязвимы. В настоящее время в России действует свыше 150 бизнес-инкубаторов в 75 Субъектах федерации, большинство из которых построены в рамках федеральной программы поддержки предпринимательства.

Бизнес-инкубатор обладает некоторыми отличительными характеристиками:

1) Структура способствует росту количества малых предприятий. Статистика показывает, что в течение первого года работы выживает не более 30% малых компаний, в то время как в бизнес-инкубаторе – около 80%. Бизнес-инкубаторы особенно важны для регионов, в которых численность малых предприятий в настоящее время сокращается.

2) Бизнес-инкубаторы снимают социальную напряженность в отдельных муниципальных образованиях, решая проблему занятости путем создания новых мест, а также способствуют росту экономической активности, развитию внутреннего рынка и расширению налоговой базы региона. Выращивание в бизнес-инкубаторах малых компаний способствует повышению инновационной активности бизнеса в регионе, внедрению новых технологий, использованию инноваций для решения проблем, медицины, ЖКХ, экологии и других сфер, входящих в зону ответственности региональных структур власти.

3) Через развитие бизнес-инкубаторов можно решить ряд проблем социально-экономического характера, поэтому в последнее время бизнес-инкубаторы рассматриваются как важный элемент социальной, экономической и инновационной политики, а также как элемент стратегии инновационного развития регионов и страны в целом.

Концепция бизнес-инкубаторов получила широкое распространение и за рубежом. Так первые бизнес-инкубаторы появились еще в 50 годы в Великобритании, однако, наибольшее распространение особенно после 1983 года инкубаторы бизнеса получили в США. В последние десять лет их число выросло с нескольких десятков до 575, объединенных в Национальную ассоциацию инкубаторов бизнеса. К тому же Европейская экономическая комиссия ООН, а именно Рабочая группа по развитию промышленности и предпринимательства, рекомендует бизнес-инкубирование как один из наиболее действенных и эффективных способов поддержки предпринимательства.

Бизнес-инкубаторы также предоставляют возможность малым предприятиям принимать участие в национальных и региональных программах, предоставляют возможности для развития навыков предпринимательства и осуществляют поиск наиболее перспективных проектов и инноваций. Основными показателями эффективности работы бизнес-инкубатора являются его финансовая устойчивость, успешность и самостоятельность фирм, прошедших процесс «выращивания» и вышедших из бизнес-инкубатора.

Создание и функционирование бизнес-инкубаторов является действенным элементом, как в сфере поддержки малого предпринимательства, так и в сфере построения инновационной системы и реализации социально-экономических задач России.

Инновационная система страны в целом невозможна без региональных инновационных систем. В Субъектах федерации все больше осознается роль бизнес-инкубаторов в развитии экономики и социальной сферы.

Таким образом, инкубаторы являются эффективным средством для развития бизнеса и внедрения инноваций, которое используются в других странах уже более 50 лет. Национальное содружество бизнес-инкубаторов России насчитывает к настоящему времени свыше 70-ти организаций почти в 40 регионах России. В мире на сегодняшний день действует более 4000 бизнес-инкубаторов.

Литература

1. Тормышева Т.А., Шичкина М.И., Бычков В.А. «Роль бизнес-инкубаторов в инновационном развитии России», публикации Российской ассоциации инновационного развития [электронный ресурс] – Режим доступа: <http://rair-info.ru/publication/publication8/>.
2. Рогова Е.М. Корпоративные венчурные инвестиции: механизмы управления и оценка эффективности //Корпоративное управление: стратегии и механизмы: Материалы всероссийской научно-практической конференции – под ред. Л.М.Никитиной, В.Н.Эитингона. – Воронеж, 2009. – С. 125
3. А. Воскобоиников, «Использование концепции промышленных инкубаторов для развития поставщиков нефтегазовой отрасли», с. 22, июнь 2010 No 2 (11) МурманшельфИнфо.
4. <http://sbn.finance.ru/obzor/vench/vb002/> Электронный ресурс – Синтез бизнеса и инноваций.
5. http://regions.extech.ru/left_menu/shepelev.php/ Электронный ресурс – Наука и инновации в регионах России.

ФОРМИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ КЛАСТЕРОВ КАК ОСНОВА РАЗВИТИЯ РЕГИОНОВ**А.С. Савенкова**

Научный руководитель доцент О.В. Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск Россия

В современной экономике, особенно в условиях глобализации, традиционное деление экономики на сектора или отрасли утрачивает свою актуальность. На первое место выходят кластеры - системы взаимосвязанных предприятий и организаций. Широкое распространение получили кластерные принципы организации производственного взаимодействия на региональном уровне. Этот подход предоставляет большие возможности как для повышения конкурентоспособности местного бизнеса, так и для развития регионов страны. Отличительной чертой кластера является его инновационная ориентированность.

Кластер - термин, означающий множество предприятий, расположенных в одном географическом регионе со схожей, или взаимосвязанной по производственной цепочке, деятельностью. Совместное расположение предприятий, входящих в кластер повышает их конкурентоспособность за счет:

1. эффектов экономики от использования общей вспомогательной инфраструктуры, улучшения транспортного сообщения и более эффективной логистики, а также развития общей инфраструктуры образовательных учреждений и научно-исследовательских институтов;

2. эффектов экономии от концентрации поставщиков в одном месте, что позволяет компаниям более эффективно развиваться, пользуясь услугами друг друга, производить более специализированную продукцию;

3. общего рынка труда, что способствует передаче знаний и навыков между компаниями и ускоренным инновационным процессам внутри кластера и т.п.

Кластеры обладают самоукрепляющими свойствами. Например, скопление фирм в одном месте усиливает спрос на квалифицированный персонал, что увеличивает привлекательность региона с точки зрения трудовых ресурсов и, в свою очередь, повышает конкурентоспособность компаний в кластере по сравнению с компаниями других регионов.

На современном этапе развития национальная экономика России во многом зависит от успешного функционирования его топливно-энергетического комплекса, ведь именно ТЭК страны - это наиболее динамичный сектор экономики, роль которого в обозримом будущем будет только нарастать. Только в 2010 году ТЭК дал в бюджет 4,1 трлн руб., больше 50% всех совокупных бюджетных поступлений. Помимо этого именно отечественному нефтегазовому комплексу отводится особая роль по выведению страны в число ведущих мировых экономик с высоким уровнем благосостояния, развитой инфраструктурой, и высокой долей высокотехнологичного сектора в ВВП страны (не менее 17 – 20%).

В этих условиях мобилизация ресурсов на территориях с высококонцентрированной деятельностью предприятий НГК должно стать важнейшим резервом социально-экономического роста региона и позволит увеличить производственную эффективность компаний, базирующихся в кластерном пространстве; ускорить инновационные преобразования, в том числе в геологоразведочном и добывающем секторах; стимулировать создание новых высокотехнологичных компаний.

Существенное повышение эффективности НГК не может быть обеспечено простым сложением ресурсов. Оно требует нового качества использования научно-технического и производственного потенциалов, которое позволит на более высоком качественном уровне интегрировать материально-технические, инвестиционные и инновационные ресурсы регионов.

Конкурентоспособность НГК, включающего в себя геологоразведочные, добывающие, транспортные и распределительные организации, определяется целым рядом микроэкономических, макроэкономических, социальных и культурных факторов. Одним из важнейших аспектов формирования устойчивой конкурентоспособности системы является развитие высокотехнологичных кластеров на базе естественных центров экономического роста (ЕЦЭР) или как их еще называют - центры нефтегазодобычи. Создание таких кластеров, повышающий конкурентоспособность региона, может привести к повышению уровня жизни и стабильности прилегающих территорий и оказать позитивное влияние на экономику региона в целом, за счет:

- Создания новых рабочих мест в нефтегазовом секторе;
- Строительства новых инфраструктурных объектов, в том числе в сфере обслуживания;
- Притока высококвалифицированного персонала из других регионов, других стран;
- Роста занятости;
- Повышения уровня и качества жизни;
- Улучшения демографической ситуации;
- Создания новых рабочих мест в связи с мультипликативным эффектом;
- Налоговые поступления, субсидирование других отраслей;
- Увеличения производства потребительских товаров и услуг в связи с увеличением платежеспособного

спроса.

Примером создания кластера с ожиданием увеличения эффективности и конкурентоспособности НГК и региона от его функционирования является образование нефтегазового кластера в Мурманской области в связи с разработкой Штокмановского газоконденсатного месторождения. Разработка Штокмановского газоконденсатного месторождения сопровождается значительным потенциалом развития кластера передовой нефтегазовой промышленности в Мурманской области, что может дать толчок качественно новому развитию экономики региона. Основными функциями формирующегося кластера должны стать обеспечение

логистической деятельности в части поставок оборудования, связанной с нефтегазоразведкой, обустройством месторождений и эксплуатацией добывающих технологических комплексов в Баренцевом море и на суше. Одним из практических результатов проекта станет налаживание более тесного сотрудничества между губерниями Рогаланд, имеющей большой опыт по созданию нефтегазового кластера, Финнмарк, где нефтегазовая отрасль начинает развиваться сейчас и Мурманской областью, которой такое развитие еще предстоит. По всей видимости также будет реализовываться программа формирования транспортно-логистического коридора Азия-Северная Америка, а также развиваться промышленное производство по комплекции и доработке транзитной продукции. На всем этапе создания кластера из-за высокой сложности проекта разработки Штокмановского месторождения, к нему будут привлекаться иностранные компании, обладающие значительным опытом. Присутствие иностранных компаний необходимо для развития полноценного нефтегазового кластера в регионе и для передачи опыта российским компаниям. Присутствие иностранных компаний к тому же необходимо для развития полноценного нефтегазового кластера в регионе и для передачи опыта российским компаниям. Проект позволит выработать стратегию развития нефтегазового кластера в Мурманске, выявить основные барьеры для работы иностранных поставщиков в Мурманской области, выработать рекомендации для администрации Мурманской области по устранению этих барьеров и созданию нефтегазового кластера, который позволит перенять опыт иностранных компаний и увеличить конкурентоспособность местных компаний и Мурманской области в целом. Эксперты прогнозируют, что в результате начала реализации Штокмановского проекта серьезный посыл к экономическому развитию получат как прибрежные регионы, так и другие субъекты Российской Федерации Северо-Запада России. Востребованность производственных мощностей предприятий машиностроения, металлургии, нефтепереработки и нефтехимии, судостроения возрастет, также должна произойти модернизация действующего оборудования и внедрение нового [1,2]. Кроме всего этого предполагается существенный возможный эффект от развития нефтегазового кластера Мурманской области для экономики ряда регионов Северо-Запада России. Позитивные аспекты экономического развития получают не только добывающий, но и обрабатывающий комплекс, строительная индустрия и электроэнергетика Северо-Запада России. Согласно данным ряда специалистов, каждый рубль дополнительного производства продукции нефтегазового комплекса увеличивает ВРП на 1,5 - 1,6 рубля [2]. Дополнительный эффект будет получен в виде роста налогооблагаемой базы, создания новых рабочих мест, увеличения платежеспособного спроса населения и т.д. С вводом в освоение Штокмановского месторождения может получить развитие и сектор «downstream» (перерабатывающие производства и транспорт готовой продукции)

Кластерный подход, как показывает мировой опыт его применения, является эффективным инструментом построения промышленной и инвестиционной политики как для государства, так и для различных фирм и организаций. Международная практика свидетельствует о том, что кластеры позволяют повысить эффективность внедрения новых технологий, снизить затраты и повысить качество наукоемких услуг, унифицировать подходы в качестве, логистике, инжиниринге, информационных технологиях, обеспечить консолидированное лоббирование интересов участников кластера в различных органах власти и др. Компании выигрывают, имея возможность делиться положительным опытом и снижать затраты, совместно используя одни и те же услуги и поставщиков.

Литература

1. Ильинский А.А. Нефтегазовый комплекс Северо-Запада России: стратегический анализ и концепции развития: Монография/ А. А. Ильинский, О. С. Мнацаканян, А. Е. Череповицын. – СПб: Наука, 2006. – 474 с.
2. Основные направления стратегии социально-экономического развития Северо-Западного федерального округа Российской Федерации на период до 2015 года. – СПб: Наука, 2000.
3. Череповицын А.Е., Радько «Нефтегазовые центры экономического роста как основа инновационного развития региона»: Монография. – СПб: Институт бизнеса и права, 2009.
4. Сергеев И., Череповицын А. «Нефтегазовые кластеры как центры экономического роста», июнь 2010 № 2 (11) МурманшельфИнфо.
5. <http://www.sngpr.ru/documents.php>, Электронный ресурс - союз нефтегазопромышленников России.

СVP – АНАЛИЗ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИИ

А.Н. Свинарёв

Научный руководитель доцент В.Б. Романюк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Данная тема является весьма актуальной в связи с тем, что формирование и управление прибылью является основой предпринимательской деятельности. Масса полученной прибыли является характеристикой эффективности деятельности хозяйствующих субъектов. Одним из достаточно простых и в то же время результативных методов анализа с целью оперативного и стратегического планирования и управления финансово-хозяйственной деятельностью предприятия является операционный анализ, называемый также анализом «затраты-объем-прибыль», или СVP-анализ. Данный метод позволяет выявить зависимость финансовых результатов деятельности от изменения издержек, цен, объемов производства и сбыта продукции. Он имеет исключительно важное значение для подъема экономики предприятия в условиях рынка.

CVP-анализ позволяет отыскать наиболее выгодное соотношение между переменными и постоянными затратами, ценой и объемом производства продукции. Главная роль в выборе стратегии поведения предприятия принадлежит показателю маржинального дохода.

CVP-анализ – анализ поведения затрат, в основе которого лежит взаимосвязь затрат, выручки (дохода), объемом производства и прибыли. Это инструмент управленческого планирования и контроля, т.е. данные взаимосвязи, формируют основную модель финансовой деятельности и позволяют использовать результаты анализа для краткосрочного планирования и оценки альтернативных решений.

Анализ соотношения «затраты-объем-прибыль» помогает понять взаимоотношения между ценой изделия, объемом или уровнем производства, прямыми затратами на единицу продукции, общей суммой постоянных затрат, смешанными затратами и прибылью. Он является ключевым фактором в процессе принятия многих управленческих решений, которые касаются вопросов определения ассортимента выпускаемых изделий, объема производства, типа маркетинговой стратегии и т.д. Благодаря такому широкому спектру применения анализ «затраты-объем-прибыль», несомненно, является лучшим средством управления, чтобы добиться максимально возможной в данных условиях прибыли организации.

Анализ «затраты-объем-прибыль» позволяет отыскать наиболее выгодное соотношение между переменными затратами, постоянными затратами, ценой и объемом производства продукции. Главная роль в выборе стратегии поведения предприятия принадлежит маржинальной прибыли. Очевидно, что добиться роста увеличения прибыли можно, увеличив величину маржинальной прибыли. Достичь этого возможно разными способами: снизить цену продаж и соответственно увеличить объем реализации; увеличить постоянные затраты и увеличить объем; пропорционально изменять переменные, постоянные затраты и объем выпуска продукции.

Анализ критической точке. Под критической точкой понимается та точка объема продаж, в которой затраты равны выручке от реализации всей продукции.

Цель анализа величин в критической точке состоит в нахождении уровня деятельности (объема производства), когда выручка от реализации становится равной сумме всех переменных и постоянных затрат, причем прибыль организации равна нулю, т.е. это тот объем продаж, при котором предприятие не имеет ни прибыли, ни убытка. Таким образом, критической является точка, с которой организация начинает зарабатывать прибыль. Эту точку называют также «мертвой», или точкой безубыточности, или точкой равновесия. В литературе часто можно встретить обозначение этой точки как точки рентабельности.

Для исключения серьезных ошибок и неправильных выводов в результате проведения анализа «затраты-объем-прибыль» необходимо помнить об определенных допущениях. Так как в деятельности организаций и во внешней экономической среде постоянно происходят изменения, пользователь CVP-анализа должен постоянно пересматривать допущения. Более того, не следует жестко связывать CVP-анализ с традиционными допущениями линейности и неизменности цен.

Автором разработана основанная на маргинальном подходе методика расчета себестоимости конкретного изделия, ее структуры, оптимальной производственной программы и рентабельности отдельных групп и/или видов продукции с использованием современных информационных технологий. Алгоритм действий по предлагаемой методике целесообразно разделить на следующие этапы: выделение центров ответственности; выделение объектов затрат; расчет условно-постоянных (по центрам ответственности) и условно-переменных (в расчете на единицу продукции) затрат в зависимости от объема производства; определение степени тесноты связи издержек производства и его объема для конкретизации разделения видов затрат на переменную и постоянную составляющую; определение базы распределения условно-постоянных затрат для расчета полной себестоимости; расчет структуры себестоимости её переменной части по видам (группам) затрат на основе маржинального дохода; формирование списка статей (доходов и расходов), обороты по которым будут планироваться; создание оптимизированных производственных программ (проектов) на базе выверенного расчета точек безубыточности и рентабельности отдельных групп или видов продукции, их анализ и моделирование изменения результатов финансово-хозяйственной деятельности предприятия при изменении ключевых параметров модели.

Менеджеры многих западных предприятий предпочитают работать с нормой маржинальной прибыли, а не с самой маржинальной прибылью. Это особенно удобно в тех случаях, когда предприятие выпускает разнородную продукцию. При прочих равных условиях выгоднее увеличивать объем производства той продукции, для которой норма маржинальной прибыли наибольшая.

Норма маржинальной прибыли показывает, какое влияние на маржинальную прибыль оказывает изменение суммы выручки от реализации, т.е. увеличение выручки от реализации на 1 ден. ед. приведет к увеличению маржинальной прибыли на норму маржинальной прибыли в ден. ед. Прибыль предприятия также увеличится на норму маржинальной прибыли в ден. ед., если останутся неизменными постоянные затраты.

Зная норму маржинальной прибыли, можно определить ожидаемую прибыль предприятия при увеличении объема производства или продаж. Маржинальный запас рентабельности – это величина, показывающая превышение объема производства в настоящий момент над объемом производства, определенным для точки равновесия. Маржинальный запас рентабельности может быть выражен в процентах и показывает, на сколько объем продаж должен снизиться (при неизменности других факторов), прежде чем предприятие станет нести убытки.

Большой интерес представляет методика маргинального анализа прибыли, широко используемая в западных странах. В отличие от традиционной методики анализа прибыли, применяемой на отечественных предприятиях, она позволяет полнее изучить взаимосвязи между показателями и точнее измерить влияние

факторов. В современном стратегическом анализе для обеспечения системного подхода при изучении факторов изменения прибыли, и прогнозирования ее величины используют следующую модель:

$$П = K \cdot (Ц - Зпер) - Зпост,$$

где К – объём производства продукции, тонн;

Ц – цена единицы продукции, тыс. руб.;

Зпер – переменные затраты на единицу продукции, тыс. руб.;

Зпост – постоянные затраты на весь объём продаж данного вида продукции, тыс. руб.

Эта формула применяется для анализа прибыли от реализации отдельных видов продукции. Она позволяет определить изменение суммы прибыли за счет количества реализованной продукции, цены, уровня удельных переменных и суммы постоянных затрат. С использованием детерминированного факторного анализа способом цепных подстановок произведём анализ влияния факторов на финансовый результат. Исходные данные для анализа приведены в таблице 1.

Таблица 1

Данные для факторного анализа прибыли по продаже нефти

Показатель	Значение показателя	
	план (п)	фактически (ф)
Объём реализации продукции (УРП), млн. тонн.	59633	59548
Цена единицы продукции (Ц), руб./тонну	8,73	8,20
Себестоимость изделия (С), руб./тонну	5,63	5,64
В том числе переменные затраты (Зпер) млн. руб.	5,63	5,64
Сумма постоянных затрат (Зпост), млн. руб.	4498,30	3912,40
Прибыль (П), млн.руб.	163391,10	190030,50

$$Пп = УРПп(Цп - Зперп) - Зпостп = 59633 \cdot (8,73 - 5,63) - 4498,30 = 180364 \text{ млн. руб.};$$

$$П_1 = УРПф(Цп - Зперп) - Зпостп = 59548 \cdot (8,73 - 5,63) - 4498,30 = 180100,5 \text{ млн.руб.};$$

$$П_2 = УРПф(Цф - Зперп) - Зпостп = 59548 \cdot (8,20 - 5,63) - 4498,30 = 148540,06 \text{ млн.руб.};$$

$$П_3 = УРПф(Цф - Зперф) - Зпостп = 59548 \cdot (8,20 - 5,64) - 4498,30 = 147944,58 \text{ млн.руб.};$$

$$Пф = УРПф(Цф - Зперф) - Зпостф = 59548 \cdot (8,20 - 5,64) - 3912,40 = 148530,48 \text{ млн. руб.};$$

Общее изменение прибыли составляет:

$$Побщ = 163391,10 - 190030,50 = -26639,4 \text{ млн.руб.}$$

В том числе произошли изменения за счет:

$$- \text{количества реализованной продукции: } П_{урп} = П_1 - П_ф = 180100,5 - 148530,48 = 31570,02 \text{ млн. руб.};$$

$$- \text{цены реализации } П_ц = П_2 - П_1 = 148540,06 - 180100,5 = -31560,44 \text{ млн. руб.};$$

$$- \text{удельных переменных затрат } Зпер = П_3 - П_2 = 147944,58 - 148540,06 = -595,48 \text{ млн. руб.};$$

$$- \text{суммы постоянных затрат } Зпост = П_ф - П_3 = 148530,48 - 147944,58 = 585,9 \text{ млн. руб.};$$

Произведём расчет факторного анализа по газу.

Таким образом, методика маржинального анализа позволяет исследовать и количественно измерить не только непосредственные, но и опосредованные связи и зависимости. Использование этого метода в финансовом менеджменте отечественных предприятий позволит более эффективно управлять процессом формирования финансовых результатов.

Литература

1. Артеменко В.Г., Беллендир М.В. Финансовый анализ: Учебное пособие. – М.: Издательство "ДИС", НГАЭиУ, 2007.
2. Басовский Л. Е. Экономический анализ. – М.: ПРИОР, 2008. – 260 с.
3. Батуев М. В. Анализ финансового состояния // Аудит и финансовый анализ – М., 2005 г – № 2
4. Батьковский М.А., Булаева И.В., Мингалиев К.Н. Управление финансовым оздоровлением предприятия в условиях экономического кризиса. // Менеджмент в России и за рубежом. – М., 2010. – №1. – С. 79–85.
5. Иванов А.П. Стоимость чистых активов как критерий финансовой устойчивости компаний. // Финансы. – М., 2006. – №1.
6. Мингалиев К.Н., Гарин А.В., Вдовцев А.А. Внутренние механизмы финансового оздоровления предприятия, используемые с целью активизации его инновационной деятельности. // Инновационное развитие экономики России: Материалы международной научной конференции. – М.: МЭСИ, 2008.

ИННОВАЦИОННЫЕ ПРОЕКТЫ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

О.С. Семиколенова

Научный руководитель доцент А.В. Антошкина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Применение инновационных технологий в современном мире является одним из основополагающих источников повышения технологического уровня производства газовых и нефтяных компаний, что дает возможность конкурировать на международном рынке торговли. На данный момент нефтегазовый сектор нашей страны является важной экономической единицей. В связи с этим встает вопрос о еще более высокотехнологичном, эффективном и рациональном его развитии.

Инновация (в соответствии с международными стандартами в статистике науки, техники и инноваций) – конечный результат инновационной деятельности, получивший воплощение в виде нового или усовершенствованного продукта, внедренного на рынке, нового или усовершенствованного технологического процесса, используемого в практической деятельности, либо в новом подходе к социальным услугам.

В период, когда цены на нефть били один рекорд за другим, российские нефтяные компании предпочитали экстенсивное наращивание ресурсной базы активному переходу на путь инновационного развития. Крупные мировые нефтегазовые компании, в период, когда цены на нефть превысили оптимально допустимые нормы, вкладывали значительные суммы на исследовательские работы, результат которых был направлен на экономическую эффективность дальнейшего развития. В это же время, российские нефтяные компании проигнорировали инновационный путь развития, и активно старались нарастить ресурсную базу.

По статистическим данным 2010 г. по общему объему финансирования научно-исследовательских работ на мировых рынках лидируют международные американские и европейские компании. Абсолютными лидерами в отрасли являются ExxonMobil и Total. Эти компании вкладывают в НИОКР до 700-800 млн. долл. США в год. Российские компании, к большому сожалению, значительно уступают зарубежным в финансировании НИОКР.

Однако, в современном мире, в новых условиях, когда цены на нефть стабилизировались, в первую очередь встает вопрос о применении новых технологий, внедрении результатов научных исследований и научно-технических разработок на всех этапах производства: от геологоразведки до получения готовых нефтепродуктов, как в мире, так и в России [1].

Риски финансирования в области разведки и добычи углеводородов возрастают по мере удаленности месторождений от районов потребления, расширения шельфовой зоны геологоразведки и удорожания первоначальных затрат на обустройство новых месторождений. Тем ни менее, это неизбежные процессы, так как перспектива освоения новых районов – это открытый вопрос.

Большой проблемой остается вопрос обводненности скважин на эксплуатируемых месторождениях. Еще одной, не менее важной проблемой, является проблема трудноизвлекаемых запасов. Известные в настоящий момент мировые запасы нефти и газа истощаются, и, в связи с этим, проблема становится актуальной.

В области разведки большое внимание уделяется снижению риска и затрат при геологоразведке, особенно в регионах, где существует относительно большое количество уже выработанных месторождений. В ОАО НК «Роснефть» для снижения рисков при геологоразведке в 2008 г. внедрялась в практику технология седиментологического и регионального моделирования, при применении которой используется специализированный программный комплекс [6].

Повышение эффективности работы нефтегазовых компаний является повышение нефтеотдачи. На мировом рынке увеличение этой величины на 1% означает извлечение дополнительной нефти, обеспечивающей спрос на два-три года. Тридцать лет назад коэффициент нефтеотдачи в среднем в мире составлял 15-20%. В настоящее время он составляет около 35%, хотя величина его значительно отличается по регионам и отдельным месторождениям.

Рациональное использование природных ресурсов – одно из перспективных направлений нефтегазовых компаний. Возможность применения новых технологий может способствовать решению многих проблем, что подтверждается опытом ряда зарубежных стран: освоение глубоководных месторождений морей и океанов, арктических месторождений, а также возможность для извлечения и переработки сверхтяжелой нефти, нефти, содержащейся в битуминозных песках и т.д.

Создание, разработка и внедрение новых технологий может помочь компаниям преодолеть отрицательные последствия влияния мирового кризиса и выйти на новый уровень развития. Для повышения инновационной активности российских предприятий необходимо создавать благоприятный климат для расширения инновационной деятельности, включая создание соответствующей инфраструктуры, организовать подготовку и переподготовку кадров для инновационной деятельности.

Литература

1. Вайгель В.А. Последствия финансового кризиса: очевидные угрозы, скрытые возможности // Нефть, газ и бизнес. – М., 2009. – №3.
2. Россия в цифрах. 2008: Крат. стат. сб. / Росстат – М., 2008. – 510 с.
3. Карпова С.В. Инновационная активность компаний нефтегазового комплекса // Нефть, газ и бизнес. – М., 2009. – № 6.
4. Калашникова Т.В. Роль новых технологий в мировом нефтегазовом бизнесе // Нефть, газ и бизнес. – М., 2007. – №5.
5. Официальный сайт нефтяной компании «Лукойл»: <http://www.lukoil.ru>.
6. Официальный сайт нефтяной компании «Роснефть»: <http://www.rosneft.ru>.

СТРУКТУРА МОДУЛЬНОЙ СИСТЕМЫ SAP

А.А. Смолонская

Научный руководитель ассистент М.П. Иванова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

SAP ERP является автоматизированной системой управления внутренних и внешних процессов организации и охватывает большое количество направлений: бухгалтерский учет, торговля, производство и т.д.

SAP ERP- это пакет решений, в основе которого лежат отзывы и мнения клиентов, пользовательских сообществ, аналитиков и других активных участников, которые позволили адаптировать систему к требованиям рынка. Этот пакет решений соответствует оперативным, тактическим и стратегическим требованиям предприятия, а за его рамками обеспечивает сотрудничество среди партнеров.

В системе SAP структура предприятия представлена с помощью организационных единиц (рис). Они используются для представления структуры предприятия с точки зрения правовых и/или организационно-экономических целей. Организационные элементы включают юридически самостоятельные объекты, такие как заводы, склады, пункты продаж и места возникновения прибыли.

Далее подробно об организационных уровнях. Единицей верхнего уровня иерархии всех организационных элементов является мандант, который в свою очередь представляет собой группу предприятий или головных офисов. Все данные предприятия при внедрении SAP-системы дифференцируются как минимум по мандату и далее по нижестоящим организационным структурам. Гибкие организационные элементы в SAP-системе позволяют отразить самые сложные организационные структуры.

Далее вниз по иерархии идет балансовая единица - это единица, включенная в баланс юридически независимого предприятия, и центральный организационный элемент финансов. То есть мандантом может быть головное предприятие, например ОАО «Газпром», а балансовой единицей его дочерняя компания ООО «Газпром трансгаз Томск».

Теперь о процессе сбыта. Сбытовая организация представляет собой центральный организационный элемент, который управляет условиями продаж клиенту. Для представления линии продуктов обычно используется сектор.

В контексте планирования производством центральной организационной единицей будет являться завод. Он используется для производства и поставки продуктов, а так же предоставления иных услуг. Одна балансовая единица может включать в себя несколько заводов, но один завод всегда будет относиться только к одной балансовой единице.

В области управления запасами, запасы материалов на одном заводе могут храниться в одном или нескольких различных складах, что так же будет являться организационной единицей. Организационные единицы можно присвоить отдельному приложению (например, сбытовую организацию можно присвоить Сбыту) или нескольким приложениям (например, завод присваиваем управлению материальными потоками и планированию производством).

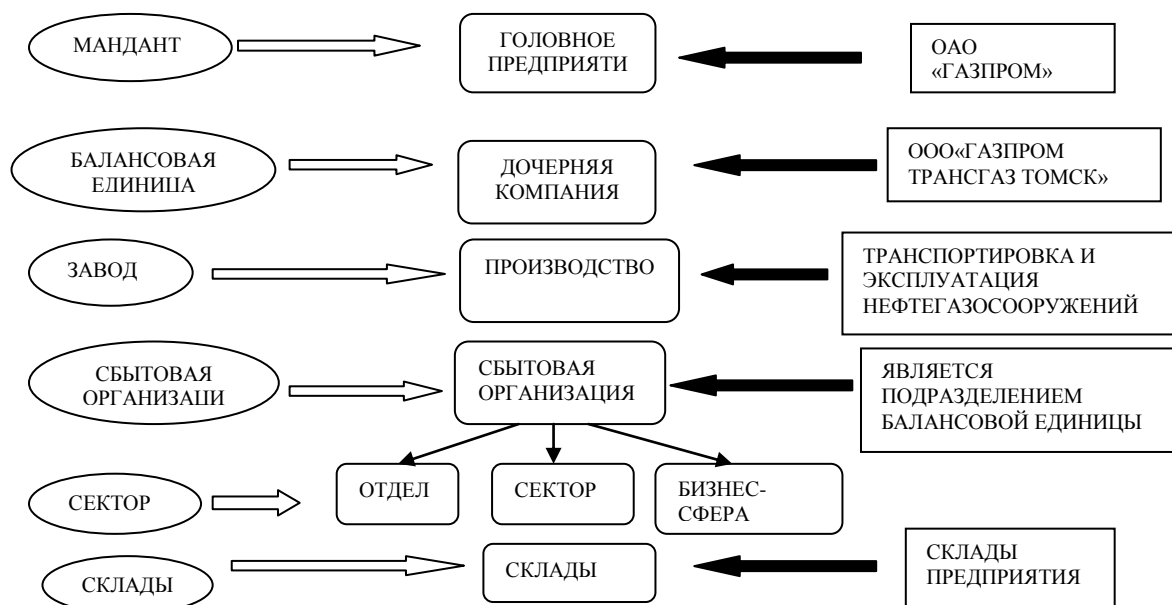


Рис. Организационные уровни в системе SAP

Все действия в системе SAP реализуются при помощи транзакций, которые в свою очередь представляют собой прикладные программы, использующиеся в SAP системе для выполнения различных бизнес-процессов, например создание заказа клиента.

Одним из главных преимуществ системы SAP является расположение и хранение данных. Данные в системе SAP являются централизованными и общедоступными. Например, основные данные, то есть данные, которые постоянно используются в SAP системе для нескольких бизнес-процессов, создаются централизованно и могут использоваться всеми приложениями и зарегистрированными пользователями. Положительный момент заключается в том, что единожды забив данные в систему - нет необходимости повторного их ввода, так как система копирует их при повторном проведении операции. Это существенно сокращает длительность операции и уменьшает вероятность ошибки при переносе данных.

Так же при использовании транзакций в приложениях логистики соответствующие данные обновляются в информационной системе логистики (ИСЛ), там так же можно обновлять информацию из других систем. Система ИСЛ агрегирует и сохраняет эти данные в хранилище данных. Агрегирование данных может выполняться на качественной или количественной основе:

- количественное сокращение путем агрегации на уровне периода;
- качественное сокращение путем выбора определенных показателей.

После этого агрегированную информацию можно проанализировать с помощью инструментальных средств, доступных в информационной системе сбыта (ИСС). Агрегация позволяет сократить время реакции системы и повысить качество получаемых отчетов.

Главное достоинство системы SAP это ее модульность, которая охватывает все внутренние и внешние процессы предприятия. Для любых повседневных процессов, создатели системы SAP разработали свой модуль, каждый из которых отвечает за определенные действия в деятельности фирмы. Например, такие модули как:

- Materials Management (MM) Управление материальными запасами (Снабжение);
- Sales and Distribution (SD) Продажа и дистрибуция (Сбыт);
- Production Planning (PP) Планирование производства (Производство);
- Plant Maintenance (PM) ТОРО (Техническое обслуживание и ремонт оборудования);
- Quality Management (QM) Управление качеством;
- Financial Accounting (FI) Бухгалтерский учет;
- Asset Accounting (AA) Учет основных средств;
- Human Resources (HR) Управление персоналом;
- Work Flow (WF) Поток документов;
- Project System (PC) Управление проектами и т.д.

Каждый из этих модулей отвечает за отдельные бизнес-процессы, содержит высочайшего уровня решения и тем самым упрощает и поднимает качество работы организации. Все вышеизложенное доказывает, что система SAP на сегодняшний момент является действенной системой организации внутренних и внешних процессов предприятия, которая позволяет ей эффективно развиваться.

Литература

1. Андерсон Джордж В., Ларокка Даниэль SAP за 24 часа./ Пер. с англ. Р.В. Назаров; под научной ред. к.т.н. Б.М. Коцовского – Днепропетровск: Баланс Бизнес Букс, 2007. – 432 с.

ОСОБЕННОСТИ БУХГАЛТЕРСКОГО УЧЕТА В СИСТЕМЕ SAP ERP

А.А. Смолонская

Научный руководитель ассистент М.П. Иванова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последнее время резко возросли требования к предоставляемой компаниями внутренней и внешней отчетности. Помимо того, что информация должна быть четкой и ясной, немаловажное значение играет оперативность ее предоставления. Решение системы SAP ERP в области бухгалтерского учета, его рационализированные функциональные возможности значительно упрощают соблюдение новейших стандартов корпоративного управления и международной финансовой отчетности, а также увеличивают гибкость и обеспечивают быстрое закрытие периода. Решение SAP в области бухгалтерского учета легко адаптируется к специфическим требованиям к отчетности, существующим в различных отраслях экономики.

Основной особенностью бухгалтерского учета в системе SAP ERP является наличие в ней Главной книги (ГК). Структура каждой Главной книги определяется планом счетов. План счетов содержит в упорядоченном виде определения всех счетов ГК. Обычно эти определения включают в себя номер счета, назначение счета ГК и характеристику счета ГК как счета прибылей и убытков или счета наличия. В целях более четкого представления Главная книга часто содержит только сводные проводки. В таких случаях данные проводок представлены более дифференцированным образом в так называемых вспомогательных книгах, информация которых в сжатой форме передается в Главную книгу. Контрольные счета связывают вспомогательные книги с Главной книгой в режиме реального времени, что означает, что при выполнении проводки во вспомогательную книгу аналогично выполняется проводка на соответствующий контрольный счет Главной книги.

Ведение главной книги осуществляется на уровне балансовой единицы. Здесь создаются бухгалтерские балансы, требуемые законодательством, а так же счета прибылей и убытков. Собственные средства компании перечисляются в баланс, который разделен на активы (вложение средств) и пассивы (источники средств).

На сегодняшний день Главная книга претерпела изменения и сегодня представлен новый улучшенный продукт. В новой главной книге решения SAP ERP поставляется основная книга и таблица итоговых записей. В дополнение к основной книге можно определить другие дополнительные книги для моделирования параллельной оценки. В новой главной книге дополнительная книга или группа дополнительных книг могут отображать один или несколько ракурсов оценки. Все балансовые единицы маданта (коммерческой организации единицы в системе R/3 со своими собственными данными, основными записями и таблицами) внесены в «основную книгу». Для каждой балансовой единицы можно вводить новые дополнительные книги. Задавая различные значения атрибутов и определения финансового года, можно использовать дополнительные книги в разных целях, например, для параллельного формирования бухгалтерской или управленческой отчетности.

Проводки, требующие дополнительной аналитики, выполняются непосредственно в главной книге. Эта возможность имеется и для проводок переноса между местами возникновения прибыли или другими дополнительными признаками (например, сегментами), которые ранее хранились в специальном регистре. В главной книге можно зарегистрировать бухгалтерские проводки, относящиеся к соответствующему месту возникновения прибыли. Так как данные хранятся в одной и той же таблице, система всегда формирует согласованные данные мест возникновения прибыли и счетов главной книги. Что касается нумерация документов, то система присваивает документам номера в зависимости от типа документа с учетом объекта «диапазон номеров» из главной книги. В тех случаях, когда проводка осуществляется в дополнительную книгу, финансовый год которой отличается от указанного в основной книге, система присваивает документам номера из другого объекта «диапазон номеров». Обновления смежных компонентов всегда выполняются по данным основной книги, которая является частью стандартного решения SAP.

Возможность ведения параллельного учета с использованием дополнительных книг является альтернативой ведения параллельного учета на счетах основной книги. Для получения различных ракурсов оценки при закрытии учетного периода используются как программы переоценки, формирующие автоматические проводки (например, оценки в иностранной валюте), так и дополнительные ручные проводки в соответствующих дополнительных книгах. Ежедневные операции (проводки) обновляют данные во всех книгах, заданных для балансовой единицы. Для каждой балансовой единицы можно активировать дополнительные книги, в том числе с различными вариантами финансового года.

Регистрация кредиторской задолженности всегда обновляет все книги (основную и дополнительные), относящиеся к соответствующей балансовой единице. Проверка периода всегда осуществляется для основной или ведущей книги. Если проводка осуществляется в группу книг, не содержащую основную, то одна из них становится ведущей книгой. При таком подходе проводки делаются только в том случае, если они соответствуют периоду, заданному для основной или ведущей книги группы. Иные варианты финансового года, которые имеются в других дополнительных книгах данной группы, игнорируются.

Работая в ракурсе дополнительной книги можно легко переключиться на ракурс главной книги. Ракурс главной книги всегда связан с основной или дополнительной книгами. В зависимости от настроек системы можно отображать один или несколько ракурсов главной книги. В ракурсе главной книги для отдельных книг можно отразить специфические аналитические признаки или задать требование формирования нулевого сальдо по значениям аналитического признака, включенным в документ.

Помимо наличия главной книги, в бухгалтерском учете системы SAP ERP есть еще одна важная отличительная особенность от традиционного бухгалтерского учета, это интеграция системы бухгалтерского учета со всеми компонентами системы. То есть практически все действия, выполняемые в различных элементах системы, непосредственно влияют на внутренний учет и отчетность. В результате большинства проводок расходов в Главной книге выполняется проводка затрат. Например, при закупке нескладированной позиции расходы проводятся в главной книге. Кроме того, эти расходы так же проводятся как затраты в MB3 (место возникновения прибыли), для которого была закуплена позиция. В последствие затраты этого MB3 можно перенести как косвенные затраты в производственное MB3.

Управление заказом клиентов является основным источником для проводок выручки из документов фактуры в проводки выручки в Учете результатов и учете по MB3.

Проводки затрат различных видов во внутреннем учете и отчетности так же могут создаваться в компоненте Управление персоналом. В данном компоненте имеется возможность перерасчета затрат на заработанную плату на различные объекты контроллинга. Кроме того, плановые затраты по содержанию персонала можно перенести и использовать для планирования Внутреннего учета и отчетности.

В Управлении материальными потоками в результате операции отпуска материала может создаваться проводка затрат во Внутреннем учете и отчетности в любой указанный объект. В связи с калькуляцией затрат на продукт, выполняемой во внутреннем учете и отчетности, могут обновиться поля цены в основных записях материалов. Наконец, создание заказов на поставку в Управлении материальными потоками может приводить к проводке облиго во Внутреннем учете и отчетности.

Производственная область логистики так же тесно связана с Внутренним учетом и отчетностью. Спецификации и технологические карты, созданные в компоненте «Производство», могут использоваться в контроллинге затрат на продукт. То есть практически любые действия и операции в системе SAP так или иначе ведут к изменениям во Внутреннем учете и отчетности. Это немаловажная особенность бухгалтерского учета в

системе SAP значительно сокращает время создания бухгалтерской отчетности, так как все проводки возникают в момент проведения операций. Так же интеграция со всеми компонентами системы позволяет облегчить аналитическую работу, так как всегда есть возможность увидеть развернутую информацию, перескакивать из одного компонента в другой и т.д.

Резюмируя вышесказанное можно сделать вывод, что основные особенности бухгалтерского учета в системе SAP ERP, а именно наличие в ней Главной книги, а так же интеграция со всеми компонентами системы позволяет оптимизировать процесс ведения Внутреннего учета и отчетности, а значит существенно облегчить сам процесс ведения отчетности и сократить время его реализации. Все это непременно делает систему SAP наиболее конкурентной на рынке IT систем.

Литература

1. Андерсон Джордж В., Ларокка Даниэль SAP за 24 часа./ Пер. с англ. Р.В. Назаров; под научной ред. к.т.н. Б.М. Коцовского – Днепропетровск: Баланс Бизнес Букс, 2007. – 432 с.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ И СМЕНА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УКЛАДОВ

А.Н. Соколов

Научный руководитель директор А.Ф. Сафронов

*Институт проблем нефти и газа Сибирского отделения Российской академии наук,
г. Якутск, Россия*

Энергоресурсы неоднородны по своим потребительским свойствам. Представляется естественным, что среди энергоресурсов можно выделить наиболее эффективный и наименее эффективный. А.Г. Коржубаев отмечает, что «нефть является энергоресурсом глобального значения, газ – преимущественно регионального, уголь - локального» [1]. Следовательно, так как нефть является самым востребованным в мире энергоресурсом, можно сделать утверждение, что нефть является наиболее эффективным энергоресурсом.

Взаимосвязь между эффективностью используемых энергоресурсов и развитием общества рассматривается в теории смены технологических укладов, разработанной С.Ю. Глазьевым, Ю.В. Яковцом и другими. Согласно данной теории, историческое технико-экономическое развитие представляет собой процесс последовательного замещения крупных технологически связанных производств – технологических укладов (далее сокращение: ТУ) [2]. Ю.В. Яковец определяет технологический уклад как несколько взаимосвязанных и последовательно сменяющих друг друга поколений техники, реализующих общий технологический принцип [3].

В терминологии Ю.В. Яковца ключевым фактором каждого ТУ является эпохальная и/или базисная инновация. К примеру, ключевой фактор пятого ТУ состоит из эпохальной инновации «электроэнергия» и базисной инновации «вычислительные машины». Эпохальные и базисные инновации инициируют большое количество научной и инженерной активности, в результате чего появляется большое количество улучшающих инноваций. Улучшающие инновации являются «двигателем» бизнеса, и именно благодаря внедрению улучшающих инноваций создается основная часть экономического роста.

У каждой технологической системы существует предел развития, феномен постепенного снижения возможностей улучшения любой производственно-технической системы хорошо известен в теории и на практике, и нашел отражение в различных законах убывающей эффективности [2]. Таким образом, со временем потенциал базисных инноваций исчерпывается, экономический рост замедляется, и наступает время псевдоинноваций. Важным является то, что псевдоинновации не способны обеспечить экономический рост на должном уровне, и именно на этапе псевдоинноваций находится текущий пятый технологический уклад.

Исследования, проведенные С.Ю. Глазьевым, позволили выделить и описать пять технологических укладов (таблица).

Таблица

Хронология и характеристика технологических укладов по С.Ю. Глазьеву

ТУ	Период	Ключевой Энергоресурс	Ключевой фактор	Несущие отрасли
Первый	1770-1830	Вода, ветер, дрова	Текстильные машины	Текстильная промышленность, обработка железа, водяной двигатель
Второй	1830-1880	Уголь	Паровой двигатель	Паровоз, железнодорожное строительство, транспорт, машино-пароходостроение, черная металлургия
Третий	1880-1930	Электроэнергия, электростанции, работающие на угле	Электродвигатель	Электротехническое, тяжелое машиностроение, производство и прокат стали, линии электропередач
Четвертый	1930-1970	Нефть	Двигатель внутреннего сгорания	Автомобилестроение, авиастроение, цветная металлургия
Пятый	1970-2010	Электроэнергия: нефть, уголь, газ, уран, гидро	Вычислительные машины	Микроэлектронная и компьютерная промышленность

Взглянем на смену технологических укладов с точки зрения открытия и внедрения новых энергоресурсов, которые по мысли Ю.В. Яковца, являются эпохальными экологическими инновациями. Отдельно выделим изобретение и внедрение нового принципа преобразования энергии: электроэнергию (эпохальная технологическая инновация). Заметим, что открытие новых энергоресурсов предшествует разработке и внедрению технологий, использующих данный энергоресурс. К примеру, сначала было открытие жидкого энергоресурса – нефти, а затем уже были изобретены и внедрены базисные инновационные технологии, использующие нефть и нефтепродукты. Данные инновационные технологии привели к смене технологического уклада, радикальным образом изменили облик цивилизации и, конечно же, обеспечили большой экономический рост. Обобщенно говоря, открытие нового более эффективного энергоресурса, чем уже имеющиеся, ставит перед учеными и инженерами научно-практическую задачу использования данного энергоресурса. Тем самым открытие нового энергоресурса способствует развитию науки и техники, и ведет к появлению новых отраслей, что и является источником долгосрочного экономического роста. Но ведь в XX веке были открыты новые энергоресурсы газ и уран, но это не привело к смене ТУ? Дело здесь как раз в том, что газ и уран менее эффективны, чем нефть.

Вернувшись к сравнению эффективности энергоресурсов и анализируя ключевые факторы технологических укладов, мы можем сделать следующие выводы:

1. Открытие нового, **более эффективного энергоресурса** ведет к смене технологического уклада: уголь эффективнее дров, а нефть эффективнее угля (в настоящее время уголь, газ, уран используются только потому, что нефти недостаточно)

2. Открытие менее эффективных, чем нефть энергоресурсов - газа и урана, не привело к смене технологического уклада. Не говоря про еще менее эффективные альтернативные источники, такие как биодизель, этанол, битуминозные пески, сланцевая нефть.

3. Открытие нового вида энергии (электроэнергия) и внедрение инновационных машин, использующих данную энергию, ведет к смене технологического уклада.

Становится ясно, что фундаментально смена технологических укладов зависит от открытия новых более эффективных, чем уже имеющихся энергоресурсов. Но отдельно заметим, что третий и пятый технологические уклады связаны с изобретением и внедрением машин и оборудования, использующих новый принцип преобразования энергии - электроэнергии. Таким образом, в целом, смена технологических укладов представляется закономерной последовательностью, и происходила по двум сценариям:

1. Открытие нового более эффективного энергоресурса и технологическое освоение данного ресурса (второй, четвертый ТУ)

2. Открытие нового принципа преобразования энергии и технологическое освоение данной энергии (третий, пятый ТУ)

Согласно данной закономерности, следует предположить, что смена текущего пятого технологического уклада должна произойти в результате:

1. Открытия нового более эффективного, чем нефть энергоресурса

2. Открытия нового принципа преобразования энергии

С.Ю. Глазьев и ряд других ученых отмечают, что шестой технологический уклад будет связан с нанотехнологиями и биотехнологиями [7]. Предполагается, что ключевым фактором шестого ТУ станут нанотехнологии, клеточные технологии и методы геной инженерии, опирающиеся на использование электронных растровых и атомных микроскопов. Предполагается, что нанотехнологии обеспечат многократное повышение эффективности производства, снижение его энерго- и материалоемкости. То есть, по сути, нанотехнологии совершенствуют машины и оборудование предыдущих укладов, и в этом смысле являются только улучшающими инновациями, но не базисными и не эпохальными. Поэтому, следуя логике смены технологических укладов, получается что нанотехнологии только продлят пятый ТУ, оказав должное влияние на экономическое развитие.

Разумеется, нанотехнологии только начали развиваться и сейчас преждевременно делать какие либо окончательные выводы. Вполне возможно, что нано- и биотехнологии станут связующим звеном, мостом к открытию новых энергоресурсов и новых видов энергии, с которыми и будет связан новый технологический уклад.

Литература

1. Коржубаев А.Г. Нефтегазовый комплекс России – Новосибирск: Академическое издательство «ГЕО», 2007.
2. Глазьев С.Ю. Стратегия опережающего развития России в условиях глобального кризиса – Москва: Издательство «Экономика», 2010.
3. Яковец Ю.В. Эпохальные инновации XXI века – Москва: Издательство «Экономика», 2004

МЕТОДИКА РАСЧЕТА EROEI НА ПРИМЕРЕ РАЗРАБОТКИ СРЕДНЕВИЛЮЙСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.Н. Соколов

Научный руководитель директор А.Ф. Сафронов

Институт проблем нефти и газа Сибирского отделения Российской академии наук, г. Якутск, Россия

В настоящее время в мире активно развивается направление альтернативной энергетики. Но насколько альтернативная энергетика и нетрадиционные энергоресурсы и технологии эффективны по сравнению с традиционной нефтью и газом? Существует ряд критериев сравнения эффективности энергоресурсов [1]. Можно выделить экологический, экономический, эксплуатационно-потребительский и производственно-технологический. Производственно-технологический критерий включает в себя ряд критериев: EROEI, масштабируемость, постоянство и простота добычи (производства) энергоресурса. Критерий EROEI, или энергетическая рентабельность, является одним из важнейших [2]. Данный критерий особенно актуален для сравнения технологий добычи тяжелой нефти, разработки нефтяных песков и природных битумов. Расчет EROEI для сравнения и совершенствования технологий разработки природных битумов производится компанией Шелл (Shell) [3].

Впервые идею EROEI предложил в 70-х годах прошлого века американский ученый-биолог Чарльз Холл, когда проводил исследования миграции рыб. Тогда он сформулировал утверждение, что «хищник не может тратить больше энергии, чем он получает в результате охоты». Далее он перенес эту идею на добычу нефти. По определению:

$$EROEI = E_p / E_z, \text{ где} \quad (1)$$

E_p - энергия полученная,

E_z – энергия, затраченная на добычу (производство).

В результате Ч.Холлом были получены следующие значения EROEI для некоторых энергоресурсов [4]:

Таблица 1

EROEI добычи (производства) энергоресурсов

Энергоресурс	EROEI
Нефть и газ	35
Природный газ	10
Уголь	80
Ядерная энергия	15
Битуминозные пески	2-4
Этанол из сахарного тростника	0,8-10
Кукурузный этанол	0,8-1,6
Биодизель	1,3

Единой методики расчета EROEI Ч.Холл не предлагает.

В связи с приведенными результатами возникает справедливое замечание касательно низкого значения EROEI добычи газа. Известно, что добыча газа является высокорентабельным бизнесом, поэтому следует ожидать высокого значения EROEI. В данном случае однозначно необходимо уточнение расчетов. Опишем методику расчета EROEI добычи газа на примере Средневиллюйского газоконденсатного месторождения.

Первое что необходимо, это определить точку расчета EROEI. Точно также как и для себестоимости, для каждого отдельного случая, в зависимости от поставленных целей следует выбирать подходящую точку расчета. Для цели сравнения энергетической рентабельности добычи газа с добычей (или производством) других энергоресурсов следует выбрать точку «на нулевом километре магистрального трубопровода».

За основу методики расчета EROEI_{нулевой километр} предлагается взять принцип разделения всех энергозатрат на капитальные, операционные и ликвидационные. К капитальным энергозатратам относятся затраты энергии на строительство промысловой базы, бурение скважин, создание внутрпромысловой инфраструктуры. К операционным энергозатратам относятся все затраты, связанные с непосредственно добычей и первичной подготовкой энергоресурса. К ликвидационным энергозатратам относятся все затраты, связанные с демонтажем всех зданий и сооружений, рекультивацией земель после завершения разработки месторождения.

Все энергозатраты являются суммой прямых ($E^п$) и вспомогательных ($E^в$) энергозатрат. Прямые энергозатраты выражаются в тоннах ГСМ, кВт*ч, других энергетических величинах. Вспомогательные энергозатраты связаны с затратой энергии на производство материалов, которые необходимы для организации процесса добычи. Таким образом, формула 1 приобретает вид:

$$EROEI_{нк} = E / (E_1^{п+в} + E_2^{п+в} + E_3^{п+в}), \text{ где} \quad (2)$$

$E_1^{п+в} = E^п + E^в$ на этапе капитального обустройства,

$E_2^{п+в} = E^п + E^в$ на этапе эксплуатации промысла,

$E_3^{п+в} = E^п + E^в$ на этапе ликвидации промысла.

Таблица 2

Расчет EROEI разработки Средневилюйского ГКМ

Название, единицы измерения	Количе ство	Удельная энергоёмкость 1 ед., ГДж [5]	ГДж	Нефтяной эквивалент, тыс. т
Расчистка территории и бурение скважин. ГКМ, т	20 400	45	918 000	21,9
Сталь, т	29 691	31,3	927 844	22,161
Цемент, т	36 750	5,1	186 690	4,5
Итого капитальных затрат			2 032 534	48,5
Выработка электроэнергии, газ млн. м ³ за 25 лет	174	35 400	6 159 600	147,1
Итого капитальных и эксплуатационных затрат			8 192 134	195,7
Добыча газа за 25 лет, млн. м ³	26 100	35 400	923 940 000	22 067,9
Добыча конденсата за 25 лет, тыс. т	1 545	41 500	64 117 500	1 531,4
EROEI_{нк}				121

Для примера расчета EROEI_{нк} было взято Средневилюйское газоконденсатное месторождение, расположенное на территории Республики Саха (Якутия). Суммарный начальный объем запасов составляет 147 млрд.м³, объем извлекаемых запасов – 117 млрд.м³, конденсата – 9,2 млн.т, объем извлекаемых запасов – 6 млн.т. Средневилюйское месторождение находится в промышленной эксплуатации 25 лет

Объем затраченной энергии и масса затраченных на капитальное обустройство материалов и результат расчета EROEI представлен в таблице 2.

Значение EROEI_{нк} посчитанное за период промышленной разработки добычи составляет 121. Как видно из таблицы, большая часть энергозатрат приходится на операционные 75%, и 25% на капитальные.

Оценочно, значение EROEI_{нк} = 121 является высоким, в десяток раз выше, чем значение, полученное американскими исследователями. Это совершенно четко согласуется с тем, что экономическая себестоимость добычи газа является относительно низкой, благодаря чему газ оказывается высоко конкурентноспособным и высокоэффективным энергоресурсом

Литература

1. Голоскоков А.Н. «Критерии сравнения эффективности традиционных и альтернативных энергоресурсов» // Электронный журнал «Нефтегазовое дело» – М., 2011 – № 1 – С. 285–299
2. Сафронов А.Ф., Голоскоков А.Н. «Энергетическая рентабельность» как показатель эффективности добычи и производства энергоресурсов» // Минеральные ресурсы России – М., 2011 – №1 С. 27– 31
3. Shell Mahogany Research project
4. Hall, C.A.S.; Murphy D.J. Year in review–EROI or energy return on (energy) invested. // Ann. N.Y. Acad. Sci. 1185 (2010) 102–118
5. ICE:Inventory of carbon and energy // University of Bath URL: <http://people.bath.ac.uk/cj219/> (дата обращения 23.06.2011)

РЕЙТИНГОВАЯ ОЦЕНКА ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ

А.А. Троицкий

Научный руководитель доцент В.Б. Романюк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск Россия

В современном мире для выявления наиболее рентабельного инвестиционного проекта используется так называемая рейтинговая оценка. В методологическом плане следует выделить два основных подхода к построению комплексных рейтинговых оценок в зависимости от используемых технологий расчета:

- бухгалтерский (балансовый) подход;
- экспертный подход.

Бухгалтерская оценка использует анализ только количественных показателей и реализуется на основе официальной финансовой отчетности предприятия. При построении подобных оценок широко используются количественные шкалы, показатели, рассчитываемые на основе публичной финансовой отчетности и интервально-статистические методы анализа и обработки данных.

Экспертная оценка дается специалистами на основе их опыта и квалификации по любой доступной информации и на основе анализа количественной и качественной информации.

Естественно, что использование экспертного подхода к построению рейтингов позволяет при определенных условиях выявить все нюансы и учесть неколичественную информацию, что в конечном итоге позволит построить адекватную оценку сложившейся ситуации, однако использование данного метода сопряжено с рядом трудностей, таких как недостаток информации, проблема компетентности и согласованности экспертов, влияние субъективных факторов на оценку специалиста, сложность организации работы группы экспертов, порой недостаток адекватных оценочных систем, несовершенство технологий проведения экспертиз и методов обработки информации, а также относительная дороговизна подобных исследований.

В связи с этим, наиболее целесообразно при построении оценочной системы использовать оба метода. Так в практике ранжирования существует достаточно примеров совмещения двух подходов, когда первоначальное построение оценочной системы проводилось на основе анализа экспертами эталонной группы, и полученная таким образом система использовала исключительно количественные показатели, итоговое ранжирование проводилось без участия экспертов, которые производили только настройку итоговой формулы один раз в течение достаточно длинного периода.

Существует два основных способа построения рейтингов:

- составление единого рейтинга, ранжирующего все объекты по комплексному показателю сравнения (частному критерию, общему баллу или латентному показателю);
- составление категорий (классов, групп, сегментов), внутри которых может использоваться ранжирование по одному или нескольким признакам.

Первый подход преимущественно используется при количественном анализе, когда оценочная система формируется на основе нескольких количественных показателей, в результате чего посредством заданной метрики объекты однозначно ранжируются в порядке возрастания (убывания) рейтингового числа. При использовании данного метода всегда можно указать, какой из сравниваемых объектов предпочтительнее. В качестве метрики используется либо один из частных показателей, либо сводный комплексный, который формируется как функция от нескольких частных критериев.

Второй подход основан на другом принципе. Первоначально предполагается, что нельзя в силу, каких либо причин явно выявить предпочтения относительно каждого объекта по отношению ко всем с сохранением свойства транзитивности. Тогда производится деление исследуемой совокупности на группы на основе работы экспертной группы или посредством применения к количественным данным процедуры классификации. Данный подход в этом отношении является более гибким, так как позволяет производить анализ разнородных объектов.

Но при решении одной проблемы появляется другая. Даже если объединить два метода в один – появляется проблема объективности экспертов. Как сделать так, чтобы выставление рейтингов было объективным, и полученный результат не подвергался сомнению. Отличные результаты, полученные при бухгалтерском подходе, теряются на фоне заключения экспертов. Несомненно, объединение двух методов вносит большой прогресс в ранжирование результатов. Сочетание этих двух параметров, объединенных в интегральную рейтинговую матрицу, дает достаточно полное представление о производственном и интеллектуальном потенциале объектов рейтинговой оценки, а в совокупности со сводными рейтинговыми таблицами отражает их ранжированный порядок. Такой подход позволяет эффективно осуществлять рейтинговую деятельность, привлекая для проведения рейтинговой оценки хозяйственных обществ любого масштаба.

Рассмотри на примере опыта участия в аналогичных конкурсах ФГБОУ ВПО «Томский политехнический университет».

На конкурс по выполнению государственного заказа «Разработка проекта методических рекомендаций по созданию системы действий государственного инспектора при осуществлении контрольно-надзорных мероприятий» было подано три заявки. [6].

Итоговый балл i -ой заявки рассчитывается по формуле:

$$R_i = 0,35 * R_{ai} + 0,45 * R_{ci} + 0,2 * R_{fi} \quad (1)$$

- где R_{ai} - рейтинг, присуждаемый i -ой заявке по критерию "цена контракта", в баллах;
 R_{ci} - рейтинг, присуждаемый i -ой заявке по критерию "качество работ и квалификация участника", в баллах;
 R_{fi} - рейтинг, присуждаемый i -ой заявке по критерию "сроки выполнения работ", в баллах;

Рейтинг, присуждаемый i -ой заявке по критерию "цена контракта", определяется по формуле:

$$R_{ai} = 100 * (A_{max} - A_i) / A_{max}, \quad (2)$$

- где A_{max} - рейтинг, присуждаемый i -ой заявке по критерию "цена контракта", в баллах, тыс. руб.;
- A_i - предложение i -го участника конкурса по цене контракта, тыс. руб.

Для оценки заявок по критерию "качество работ и квалификация участника конкурса" каждой заявке выставляется значение от 0 до 100 баллов. В случае если показатели указанного критерия установлены, сумма максимальных значений всех показателей этого критерия, установленных в конкурсной документации, должна составлять 100 баллов. Рейтинг, присуждаемый заявке по критерию "качество работ и квалификация участника конкурса", определяется как среднее арифметическое оценок в баллах всех членов конкурсной комиссии, присуждаемых этой заявке по указанному критерию.

Рейтинг, присуждаемый i -й заявке по критерию "сроки выполнения работ", определяется по формуле:

$$R_f = (F_{max} - F_i) / (F_{max} - F_{min}) * 100 \quad (3)$$

- где F_{max} – максимальный срок выполнения работ в днях даты заключения государственного контракта, в днях;

F_{min} – минимальный срок выполнения работ в днях даты заключения государственного контракта, в днях;

F_i – предложение, содержащееся в i -й заявке по сроку выполнения работ, в днях даты заключения государственного контракта.

В заявках со сроком выполнения работ, равным менее половины максимального срока выполнения работ, установленного в конкурсной документации, присваивается рейтинг по данному критерию, равный 50.

Условия исполнения государственного контракта: максимальная цена контракта 4410 тыс. руб.; срок поставки, даты заключения государственного (муниципального) контракта: от 0,00 до 90,00 дней

Таблица 1

Участники конкурса на получение права исполнения государственного контракта

Наименование участника размещения заказа	Условия исполнения контракта подрядчиком работ			
	Цена, тыс. руб.	Rai	Срок поставки, дней	Rfi
Бюджетное учреждение ФГБОУ ВПО НИ ТПУ	3000,0	31,9	80	13
Автономная некоммерческая организация АНО "МНПЦ АКХ"	2200,0	50,1	45	50
Общество с ограниченной ответственностью ООО "ЮНИС"	3500,0	20,6	15	50

В таблице 1 представлены предложения участников конкурса на получение права исполнения государственного заказа и результаты расчётов критериев Rai и Rfi.

Вторая и третья организации получили максимальные баллы за срок исполнения проекта, согласно методике расчёта, так как указали срок исполнения проекта менее половины.

В таблице 2 представлены мнения экспертов (членов конкурсной комиссии) по критерию – качество работ, услуг и (или) квалификация участника конкурса при размещении заказа на выполнение работ, оказание услуг.

Таблица 2

Качество работ, услуг и (или) квалификация участника конкурса при размещении заказа на выполнение работ, оказание услуг, в баллах

Критерии качества работ, услуг и (или) квалификация участника конкурса	Максимальный балл	Участники конкурса		
		1	2	3
1.Наличие развернутого концептуального плана исследования, раскрывающего заявленную тему и обеспечивающего получение необходимой научно-технической продукции (НТПр)	20	19.0	19.25	11.5
2.Обоснованность и оригинальность избранной методики исследования и используемого научного инструментария	20	18.25	14.75	5.25
3.Аргументированное обоснование возможности и способов внедрения полученной НТПр в Росприроднадзоре	20	17.75	13.5	3.75
4.Наличие у участника размещения заказа опыта работы в сфере выполнения научно-исследовательских работ, являющихся предметом государственного контракта в подобном или большем объемах, в том числе с органами государственной власти	20	19.0	6.0	10.25
5.Квалификация ключевого персонала, предлагаемого участником размещения заказа для выполнения работ по контракту: наличие специалистов по выполнению научно-исследовательских работ являющихся предметом государственного контракта и их квалификация	20	18.0	17,0	5,0
ИТОГО	100	92	70,5	35,75

Наибольший рейтинг по критерию качества получил ФГБОУ ВПО НИ ТПУ – 92 балла, существенно от участников конкурса отстаёт Общество с ограниченной ответственностью ООО "ЮНИС" – 35,75 баллов.

В таблице 3 представлен итоговый рейтинг и ранжирование участников конкурса.

Таблица 3

Рейтинг участников конкурса на право заключения государственного контракта, в баллах

Критерии оценки заявок	Участники конкурса		
	1	2	3
Цена контракта – $0,35 \cdot R_{ai}$	11,16	17,5	7,21
Качество работ и квалификация участника конкурса – $0,45 \cdot R_{ci}$	41,4	31,75	16,08
Сроки выполнения работ – $0,2 \cdot R_{fi}$	2,6	10,0	10,0
ИТОГО	55,16	59,25	33,29
Ранжирование участников конкурса	2	1	3

Понимая тот фактор, что экспертную оценку устранять нельзя и опыт, которым обладают эксперты, никак не компьютеризировать, объективность оценки, на наш взгляд, может достигаться прозрачностью и мониторингом полученных результатов. Под прозрачностью понимается открытость и полное обоснование выдвигаемого решения. Для анализа полученных результатов участники должны получить описательное приложение, прикрепленное к каждой поставленной рейтинговой оценке, для того чтобы в дальнейшем минимизировать свои ошибки или оспорить поставленную оценку, если она будет субъективной. Мониторингом поставленных оценок может послужить мнение независимой комиссии, которая уже не будет выставлять оценки, а непосредственно проведет аудит полученных результатов.

Возникает другой вопрос, как достичь объективности независимой комиссии, которая будет проводить мониторинг представленных результатов. Итогом может послужить именно компьютеризация мониторинга результатов. основополагающим фактором, служащим для выявления наиболее подходящих объектов, являются ограничительные критерии. При компьютеризованном методе уже на первых стадиях мониторинга результатов будет выявлены те объекты, которые не могут удовлетворять предъявляемым требованиям. Оценить такие показатели, как опыт объекта, финансовая независимость, рентабельность и прибыльность в век постоянно прогрессирующих информационных технологий становится возможным путем создания базы данных. Такая база позволит системе сделать приблизительную оценку объекта и уже на основе получившегося результата сравнить оценку экспертов с тем результатом, который будет выведен в рапорте программы. Не исключено, что при таком методе возникнет необходимость введения усредненных оценок, которые будут иметь доступный язык для системы. Но, как уже отмечалось ранее, прогресс не стоит на месте. Создание такой модели мониторинга экспертных оценок позволит если не исключить, то, по крайней мере, минимизировать субъективный фактор при составлении рейтингов.

Литература

1. Азоев Г.Л., Челенков А.П. Конкурентные преимущества фирмы. / Г.Л. Азоев, А.П. Челенков. – М.: ОАО «Типография «НОВОСТИ», 2000. – 256 с.
2. Ефремов В.С., Ханыков И.А. Ключевая компетенция организации как объект стратегического анализа // Менеджмент в России и за рубежом. – М., 2002. – № 2. – С. 25–29.
3. Селиашвили Д.С. Нам умные тоже нужны // Российское предпринимательство. – М., 2006. – № 9. – С. 63–65.
4. Шершнева Е.Г. Современная парадигма управления конкурентными преимуществами предприятия в условиях глобализации экономики // Вестник УГТУ-УПИ. – Екатеринбург, 2006. – №9 (80). – С. 50–57
5. Чоудхари С. Менеджмент XXI века: Пер. с англ. – М.: ИНФРА – М, 2002. – 448с.
6. Конкурсная документация открытого конкурса «Выполнение научно-исследовательских работ по созданию и поставке научно-технической продукции в сфере деятельности Росприроднадзор» лот № 2 ЭК-02-2011 «Разработка проекта методических рекомендаций по созданию системы действий государственного инспектора при осуществлении контрольно-надзорных мероприятий» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.zakupki.gov.ru>, свободный.

ПРАВОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ГЕОЛОГОРАЗВЕДКИ КАК ФАКТОРА МОДЕРНИЗАЦИИ ЭКОНОМИКИ В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ

Е. В. Уколова

Научный руководитель профессор А.Н. Петин

**Белгородский государственный национальный исследовательский университет,
г. Белгород, Россия**

Выгодное экономико-географическое положение России по отношению к размещению минерально-сырьевых ресурсов предполагает достаточно высокие перспективы к их освоению. Особенность природно-ресурсного потенциала России – его крупномасштабность и комплексность. Понятие «минеральные ресурсы» можно рассматривать с различных точек зрения: для геологии – это месторождения полезных ископаемых, для экологии – это минеральные ресурсы как фактор, влияющий на окружающую природную среду, для экономики – это экономические отношения и процессы, возникающие в процессе вовлечения минеральных ресурсов в хозяйственный оборот, для юриспруденции – это особая сфера правового регулирования.

Промышленное производство России характеризуется добычей и в меньшей степени – переработкой минерального сырья. Это связано с износом и моральным старением оборудования. Сейчас в России осуществляется переход от плановой экономики к современным рыночным условиям в недропользовании, в частности происходит переоценка критериев экономической оценки запасов полезных ископаемых и появление новых источников правового регулирования. Производительность металлургического комплекса находится на стадии спада, внутри страны увеличиваются масштабы экспорта. Все это происходит в условиях сильного износа основных фондов российских металлургических предприятий, что соответственно требует инвестиций для их обновления [1].

Геологоразведочные работы определяют долгосрочное развитие добывающих отраслей промышленности. Надо признать, что исполнительная и законодательная власти нашей страны принимают энергичные меры, чтобы изменить ситуацию. Объемы финансирования геологоразведочных работ за счет средств федерального бюджета в последние годы выросли вчетверо, приняты многочисленные поправки в действующее законодательство о недрах и подзаконные нормативные правовые акты, призванные стимулировать геологоразведочную активность компаний.

В вопросе совершенствования и развития геологоразведочных работ и определение стратегии их правового регулирования мнения специалистов разделились. Из множества подходов и мнений можно выделить два основных: 1 – передача полномочий по регулированию данного сектора в руки государства; 2 – развитие и стимулирование предпринимательства в сфере геологоразведки [4].

По данным независимой канадской общественной организации Fraser Institute Россия по доступности и удобству работы с геологическими фондами занимает последнее, по налоговому режиму – предпоследнее, а по регулированию прав пользования недрами и последовательности горной политики – 56 место из 64 возможных [5].

Экономическая сторона вопроса состоит в том, что, несмотря на недавнее внесение изменений в гл. 26 Налогового кодекса РФ "Налог на добычу полезных ископаемых" актуальность проблемы дифференциации указанного налога обострилась с ростом мировых цен на нефть и нефтепродукты. Зависимость ставки налога на добычу полезных ископаемых от мировой цены увеличивает налоговую нагрузку для сырья, реализуемого на внутреннем рынке, и способствует росту внутренних цен. Поэтому в России необходимо изменить систему налогообложения пользования недрами в направлении стимулирования рационального, максимально полного использования имеющихся ресурсов на местах.

Законодательство Российской Федерации о недрах основывается на Конституции Российской Федерации и состоит из закона «О недрах» и принимаемых в соответствии с ним других федеральных законов и иных нормативных правовых актов, а также законов и иных нормативных правовых актов субъектов Российской Федерации. Этот закон действует на всей территории Российской Федерации, а также регулирует отношения недропользования на континентальном шельфе Российской Федерации в соответствии с федеральными законодательными актами о континентальном шельфе и нормами международного права [2].

Одна из проблем российского законодательства о недрах – это дополнение или замена норм публичного (государственного) права на нормы гражданского (частного) права. Ответственность за природные ресурсы, недра, минерально-сырьевой комплекс в Правительстве РФ распределена между 9 министерствами и ведомствами таким образом, что тот, кто должен осуществлять контроль за недропользованием, не может этого осуществить на практике, в то время, как тот, кто может наладить действительный контроль, не имеет таковых функций.

Мы считаем, что необходим строгий баланс между государственным регулированием и частным сектором в сфере геологоразведки. При этом государство должно четко регулировать деятельность компаний, но не ограничивать их. Эти отношения должны развиваться согласно краткосрочной, среднесрочной и долгосрочной стратегиям социально-экономического развития России.

Концепция долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 года направлена на изменение структуры мирового хозяйства, что непосредственно связано с изменением баланса между ее экономическими центрами, возрастанием роли региональных экономических союзов [3]. Важно отметить тот факт, что развитие глобальной экономической конкуренции будет сопровождаться усилением геополитического соперничества, в том числе за контроль над сырьевыми, энергетическими, водными и продовольственными ресурсами. Для более эффективного развития и совершенствования экономического и правового регулирования геологоразведки в России необходимо:

- создание единой геологической службы страны;
- привлечение государственного сектора в сферу геологоразведки, так как это поможет обеспечить пополнение доходов бюджета;
- обеспечение баланса между государственным регулированием и частным сектором в сфере геологоразведки;
- совершенствование системы мониторинга и оценки запасов полезных ископаемых;
- введение рентной системы налогообложения;
- совершенствование правовой базы, обеспечивающей регулирование геологоразведки и ликвидация пробелов в этой области законодательства.

Литература

1. Петин А.Н. Минерально-сырьевые ресурсы и геолого-экономическая месторождений полезных ископаемых / А.Н.Петин, С.С. Мининг. – Белгород: Изд-во «АртБук», 2005, – 200 с.
2. Федеральный закон РФ «О НЕДРАХ» от 21 февраля 1992 года N 2395-1 – М., 1992.
3. Распоряжение Правительства РФ от 17 ноября 2008 г. N 1662-р «КОНЦЕПЦИЯ ДОЛГОСРОЧНОГО СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ НА ПЕРИОД ДО 2020 ГОДА» - М., 2008.
4. Тарасюк В.М. Проблемы совершенствования законодательства в области недропользования // Недвижимость и инвестиции. Правовое регулирование. – М., 2004 – № 4 (21)
5. <http://www.mineral.ru/Analytics/rutrend/107/156/index.html>

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ УЧЕТА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА**Е.И. Ульянова**

Научный руководитель доцент М.Р. Цибулькиова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Общие сведения

Попутные нефтяные газы (далее ПНГ) - углеводородные газы, сопутствующие нефти и выделяющиеся при ее добыче на газонефтяных месторождениях. По геологическим характеристикам различают попутные нефтяные газы газовых шапок и газы, растворённые в нефти. В зависимости от района добычи с 1 т нефти получают от 25 до 800 (чаще от 25 до 300) м³ ПНГ.

Состав ПНГ отличается от состава природного газа (ПГ) меньшим содержанием метана (42-90 %), повышенным содержанием этана, пропана, бутанов, пентанов и более тяжелых предельных углеводородов. Также в своем составе может содержать азот, углекислый газ, гелий, аргон, пары воды и серосодержащие компоненты: сероводород, меркаптаны, тиофен.

Большая часть газов нефтяных попутных относится к "жирным" газам, содержащим тяжелые углеводороды в количестве 50 г/м³ и выше.

ПНГ отделяют от нефти в две или три ступени под давлением или при разрежении, при этом на конечных ступенях сепарации образуется наиболее «жирные» фракции ПНГ содержащие наибольшее количество тяжелых углеводородов и серы.

Объем добычи ПНГ и его состав находятся в непосредственной зависимости от изменения добычи нефти и местонахождения месторождений. Содержание ПНГ в нефти зависит от многих факторов (условия формирования и залегания нефтяных месторождений, режима их эксплуатации, способа выделения ПНГ и т.д.) и существенно отличается для разных нефтегазоносных провинций страны.

Мировая практика по использованию ПНГ и ситуация в России

По данным Национальной океанической и атмосферной администрации США, полученным с помощью спутникового оборудования, каждый год при разработке нефтяных месторождений в мире сжигают и выбрасывают в атмосферу ПНГ в объеме порядка 160 млрд. м³ при общей годовой добыче ПНГ порядка 470 млрд. м³.

Сжигание и выброс в атмосферу этого побочного продукта нефтедобычи ведёт к загрязнению окружающей среды и усиливает глобальный парниковый эффект. В связи с этим правительства большинства стран стараются перейти от сжигания к рациональному использованию ПНГ. В результате доля сжигаемого в факелах газа заметно сократилась с 38 % в 2003 году до 32 % в 2007 году. [1].

Лидером в переработке ПНГ является Норвегия, где он практически полностью используется (в 2007 году было сожжено 0,6 % добытого газа). В США, Канаде и Великобритании сжигается около 5 % добываемого газа.

Первое место в мире по объемам сжигания ПНГ принадлежит России. Добывая 13 % мирового объема попутного газа, Россия сжигает в год 20 млрд. м³ (12,6 %).

В настоящее время в России только около 40% ПНГ подвергается переработке с целью получения сырья для нефтехимических предприятий и сжиженного газа для населения.

По данным Министерства природных ресурсов, в России сжигается в факелах ежегодно 15-17 млрд. м³ ПНГ из добываемых 60 млрд. м³ (25-28 %). Однако отраслевые аналитики уверены, что доля сжигаемого ПНГ выше, она достигает 30-40 %.

В результате окружающая среда и население подвергаются воздействию экологически вредных продуктов сгорания ПНГ, в том числе и канцерогенных, что приводит к существенному повышению заболеваемости населения в регионах нефтегазодобычи. За год в результате сжигания ПНГ в атмосферу выбрасывается 400 тыс. тонн вредных веществ - окиси углерода, окислов азота, углеводородов, сажи. Платежи за загрязнение окружающей среды от выбросов попутного газа не превышают 0,8 - 1,2 процента от стоимости реализуемой нефти.

Одним из основных требований по рациональному использованию и охране недр в соответствии со статьей 23 Закона Российской Федерации "О недрах" является наиболее полное извлечение основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов.

В настоящее время лицензионные соглашения по освоению месторождений предусматривают сжигание на факелах не более 5% попутного газа. В соответствии с постановлением Правительства РФ на уровень использования 95% от объема добытого газа необходимо перейти к 2011 году. В реальности же до этого ещё далеко.

Намерения государства по повышению уровня использования ПНГ:

- увеличить размеры экологических штрафов за сверхнормативные выбросы ПНГ;
 - обязать недропользователей разрабатывать проектную документацию на использование ПНГ;
 - обеспечить приоритетный доступ к единой национальной электрической сети поставщиков энергии, использующих в качестве топлива ПНГ;
 - стимулировать на основе законов переработку ПНГ;
- создать налоговые и таможенные преференции для предприятий, реализующих проекты по рациональному использованию ПНГ.

Существует несколько основных методов использования ПНГ:

- переработка на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ) с выделением основных компонентов;
- выработка электроэнергии и тепла на электростанциях;
- закачка в пласт для увеличения нефтеотдачи пластов;
- производство сжиженного природного газа (СПГ);
- производство синтетического топлива (СЖТ).

В зарубежной практике в начальной стадии разработки месторождений весь объём добываемого ПНГ закачивают в нефтяные пласты с целью повышения их нефтеотдачи. Позже, после строительства объектов сбора, транспорта и переработки ПНГ, газ поставляется на газоперерабатывающие заводы.

В России, вследствие сложившейся экономической ситуации и либерального для нефтяных компаний законодательства, затраты на оборудование для закачки попутного газа в пласт считаются неоправданно высокими. Нефтяным компаниям проще и дешевле сжигать газ и платить относительно небольшие деньги за загрязнение окружающей среды.

Существующие проблемы при использовании ПНГ:

- значительные начальные затраты при достижении установленного в лицензионном соглашении уровня использования попутного нефтяного газа традиционными путями на отдаленных от ГПЗ месторождениях;
- низкая рентабельность, либо убыточность добычи и поставки ПНГ на газоперерабатывающие заводы на основе договоров купли-продажи по действующим ценам;
- отсутствие у нефтяных компаний собственных мощностей по выделению из ПНГ широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) и стабильного газового бензина (СГБ), отсутствие потребителей ШФЛУ, а также производств по их глубокой переработке с получением моторных топлив;
- отсутствие механизмов мотивации и принуждения к использованию ПНГ в действующей нормативно-правовой базе, ее нечеткость и непоследовательность.

Из факторов, сдерживающих решение этой проблемы, можно отметить отсутствие до сих пор Федерального закона "О регулировании использования нефтяного (попутного) газа". Разработка этого закона ведётся с 2007 года, но до сих пор закон не принят.

Таким образом, попутный нефтяной газ при условии внесения изменений в законодательство и проявлении политической воли со стороны органов власти должен занять свою нишу в экономике страны как ценное химическое сырьё и альтернатива природному газу в производстве тепла и электроэнергии.

Роль метрологии в эффективной реализации экологических программ. Программы по утилизации попутного нефтяного газа и деятельность ПО «Физтех».

Предприятие ПО «Физтех» давно и плодотворно сотрудничает с большинством субъектов российской нефтегазовой отрасли.

Измерительные приборы являются своеобразной «нервной системой» промышленного мира, с помощью которой производительные силы могут «общаться» с человеком, поставляя ему необходимый метрологический материал. Не секрет, что сегодня точная и оперативная информация является одним из главных факторов успешного производства. В данном случае – это метрологическая информация, на основе которой, можно отслеживать эффективность и прибыльность тех или иных эколого-экономических технологий. Именно на основе такого взаимодействия – безупречно точного и надежного – возможно построение «рыночной» эколого-экономической модели, ее изучение и совершенствование. К слову сказать, в результате исследований Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (проведенных в рамках изучения перспектив УПНГ в 2007-08 годах), средняя оснащённость факельных установок в ХМАО замерными устройствами составила лишь около 70%. Причем, основная их часть - устаревшие и допускающие вмешательство персонала образцы. Другое измерение проблемы в том, что государство, взявшее под жесткий контроль ситуацию с ПНГ, все более акцентирует внимание нефтяников именно на этом узле. Результатом сентябрьской проверки, проведенной Контрольным управлением Президента РФ на месторождениях Томской области по эффективному использованию ПНГ, явилась констатация неудовлетворительного состояния, прежде всего «измерительной» составляющей (уровень использования ПНГ составил лишь 50%). Это - нарушения при ведении отчетности по добыче попутного газа, отсутствие приборного учета газа, отсутствие проведения исследований газового фактора (Гф), отсутствие исследований состава газа.

Суть программы по утилизации попутного газа в том, что в рамках излагаемой концепции, эта программа, на данный момент, в целом, соответствует описанным параметрам и готова к быстрой и успешной реализации и демонстрации ее преимуществ всему российскому бизнес-сообществу.

В качестве основных преимуществ для действительно успешной реализации программы имеется.

1. готовность производственной инфраструктуры реализации программы. Отечественные производства в области энергетики, нефтехимии и машиностроения уже сегодня, в целом, готовы как предоставить комплекс современных технологических решений, так и развернуть производство и внедрение необходимого для программы оборудования.

Прежде всего, речь идет о таких базовых технологических составляющих, как системы измерения количества газа (СИКГ) и системы измерения количества и показателей качества нефтепродуктов (СИКПН). Чтобы быть доказательным, приведем следующие цифры, озвученные в докладе Минпромторга, посвященном как раз этой проблеме – 57% всех потерь в нефтяной отрасли происходят от отсутствия контроля и около 5% - от несовершенства методов и средств измерения. Всего – более 60 % потерь приходится на устаревшую, незащищенную от вмешательства либо просто отсутствующую метрологическую базу. Масштаб и нетривиальность новых задач требуют того же в подходе к метрологическому обеспечению программы УПНГ. Наиболее острая и масштабная проблема на сегодня – утилизация ПНГ на малых, средних и удаленных месторождениях. Ее, в принципе, может решить создание управляющих сервисных компаний со смешанным капиталом, которые и возьмут на себя основные инфраструктурные и транспортные задачи по сбору и утилизации ПНГ. Для такой по-настоящему принципиально новой организационной и технологической структуры, вне всякого сомнения, потребуются новые решения в области учета и контроля самых разнообразных продуктов. «ПО Физтех» готовы работать в этом направлении, готовы взяться за разработку необходимых приборов или усовершенствование используемых. Только предприятие «ПО Физтех» из 23 моделей обычного манометра, разработало и выпускает 90 000 модификаций приборов[2].

2. оснащение всех факельных установок современной и защищенной измерительной аппаратурой. Без точных и реальных показателей никогда не было и не будет никакого эффективного производства.

3. оснащение новыми комплексами уже существующих газосборных комплексов и ГПЗ. Гигантские комплексы, доставшиеся нам в наследство от Союза, все еще играют и еще долгое время будут играть решающую роль в процессах УПНГ. Однако физического и морального устаревания не избегают и они. Точный контроль за промежуточной стадией и выходной продукцией не менее важен, чем входные данные. На основе их сопоставления и составляется наиболее необходимая аналитика о ходе программы, ее эффективности, приемлемости тех или иных технологий или подходов.

В рамках метрологического обеспечения необходимо решить следующие проблемы:

1. Поддержка по линии обеспечения современными комплекствующими СИКГ, СИКПН и СИКН для малых, средних и удаленных месторождений.

2. Обеспечение импортозамещения в сфере экологической безопасности как составной части общей стратегии безопасности.

3. Обеспечение необходимой унификации приборного ассортимента для крупных ГПЗ и трубопроводных линий. Унификация приборов и приборных линий для крупных производств – это и повышение эффективности работы всего измерительного комплекса, и снижение расходов на его обслуживание, и общее увеличение надежности его работы. Тем более, что речь идет о самых современных приборах, применение которых наряду с устаревшими попросту дезорганизует всю систему.

4. Помощь в разработке отечественных СИКГ и СИКПН для масштабных проектов по утилизации ПНГ. Имеющаяся на ПО «Физтех» научно-производственная база позволяет проводить проектно-изыскательные работы в области метрологии практически любой сложности.

5. Поставка современных и защищенных приборов для действующих факельных установок.

6. Реализация индивидуального подхода. Экспериментальный и массовый характеры будущей программы предполагают наличие множества наличествующих технологических условий и нужных решений.

7. Широкий ассортимент как приборов гарантированно и точно работающих в агрессивных средах, так и взрывозащищенных приборов.

Литература

1. Агентство промышленной информации. Рынок попутного нефтяного газа в России и странах СНГ (по итогам первого полугодия 2009 года). – Москва, 2009.
2. Макогон А.А. Роль и возможности современной отечественной метрологии в процессах рыночного освоения экологических программ (на примерах программы по утилизации попутного нефтяного газа и деятельности ЗАО "ПО Физтех") [электронный ресурс] – режим доступа: http://www.kipia.info/publication/?PAGEN_1=3

СИСТЕМА ОПТИМИЗАЦИИ СТРУКТУРЫ КАПИТАЛА ОРГАНИЗАЦИИ

О.В. Филиппова

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Построение рыночной инфраструктуры, обеспечивающей экономический рост и решение социальных проблем, невозможно без качественного управления ресурсами. Внимание к этой проблеме обусловлено тем, что рациональная структура капитала оказывает влияние на эффективное функционирование, как отдельных организаций, так и отрасли в целом. В связи с этим требуются научной проработки вопросы, связанные с поиском источников финансирования, в условиях их ограниченности и определением влияния факторов внешней и

внутренней среды на процедуру их мобилизации. Следовательно, установление качественного управления, которое зависит от процесса формирования капитала, оптимизации его структуры, установления рационального соотношения различных источников формирования является актуальным и значимым.

Процесс оптимизации структуры капитала в нашей интерпретации является системой, которая развивается под влиянием внешних и внутренних факторов и функционирует за счет механизмов, что и требует их определения.

Проведенный анализ отечественных литературных источников позволил осуществить классификацию подходов к оптимизации структуры капитала организации.

Классические подходы: теория Модильяни-Миллера, модель стационарного соотношения, модель ассиметричной информации (инвестиционные модели, сигнальные модели), модель агентских издержек, модель корпоративного контроля, модель стейкхолдеров. В классических моделях оптимизации структуры капитала организаций во внимание принимаются как интересы его собственников и держателей долговых обязательств, так и учитываются влияние факторов внешней среды, в которой функционирует предприятие (потребители продукции, поставщики, работники, конкуренты организации, общественная среда).

Современные подходы: поведенческие модели, рассматривающие синхроническую теорию структуры капитала и теорию информационных каскадов [8].

Анализ и обобщение данных подходов позволил дать следующее определение: под оптимизацией структуры капитала следует понимать систему формирования правовых и экономических действий владельцев капитала, направленных на эффективное использование источников финансирования организации.

Существуют наиболее значимые для структуры капитала организации факторы внешней и внутренней среды, определяющие источники финансирования.

Среди внешних факторов существенными при формировании системы оптимизации структуры капитала являются финансовые и правовые, поскольку при спаде экономики и высоких темпах инфляции значительно повышается рискованность финансовой деятельности хозяйствующих субъектов.

Степень влияния факторов макро-, мезо-, микро-, минисреды возможно установить путем оценки состояния капитала организации, отвечающего его внутренним потребностям, способностью удержать завоеванную конкурентную позицию и укрепить доверие потребителей.

Анализ влияния факторов макро, мезо, микро, мини среды позволил нам определить ответные мероприятия их влиянию. В частности, учитывать сезон отпусков, вести рекламу устойчивости организации, развивать бизнес отрасли, отслеживать изменения нормативной базы, определять дивидендную политику для контроля акционерам, иметь кредитный рейтинг, определять оптимальную стратегию управления капиталом, повышать уровень квалификации менеджеров, использовать современные информационные технологии.

Представим механизм формирования структуры капитала для эффективной работы организации, которой предполагает наличие «объекта эксплуатации», в роли такого объекта выступает капитал организации.

Обобщение экспертных оценок позволило нам выявить, что каждая организация, исходя из специфики стратегии финансовой политики, финансового состояния, определяет оптимальность структуры активов с позиции их диверсифицированности, предполагая преимущественное вложение средств в доходные активы.

С этой целью сопоставляет влияние каждого вида деятельности на финансовый результат в целом; также учитывает влияние макроэкономических факторов с учетом отраслевой принадлежности предприятия. Так, при росте цен на готовую продукцию и товары для перепродажи они относятся к доходным активам, а при снижении – наоборот; сырье, материалы и другие аналогичные ценности при снижении цен относятся к доходным активам, а при росте цен – в недоходные.

В целях обеспечения оптимальности активов в данной ситуации устанавливаются лимиты для отдельных сфер вложений (виды долгосрочных, краткосрочных вложений). Критерием более высокого, среднего, низкого уровня установления лимита является степень риска конкретных вложений: чем выше степень риска, тем ниже устанавливаемый лимит.

Эти мероприятия механизма оптимизации структуры капитала повысит эффективность его использования.

Итак, факторы и механизм формирования системы оптимизации структуры капитала обуславливают развитие предприятия и отрасли с минимальными неожиданными и непредвидимыми потерями.

Литература

1. Рудык Н.В. Структура капитала корпораций: теория и практика / Н.В Рудык. – М.: Дело, 2004. – 272 с.
2. Бочаров В.В. Современный финансовый менеджмент / В.В Бочаров. – СПб.: Питер, 2006. – 464 с.
3. Лахметкина, Н.И. Инвестиционная стратегия предприятия: учебное пособие / Н.И Лахметкина. – М. :КНОРУС, 2007.– 184 с.
4. Маховикова Г.А. Инвестиционный процесс на предприятии / Г.А. Маховикова, В.Е. Кантор.– СПб. : Питер, 2001, –176 с.
5. Деева А.И. Инвестиции: учебное пособие / А.И Деева.– М. : Экзамен, 2004.– 320 с.
6. Финансовый менеджмент: учебное пособие / Под ред.проф. Е.И. Шохина. – М.: ИД ФБК-ПРЕСС, 2003. – 408 с.
7. Куницына Н.Н., Плешкова, Т.Г. Методы оптимизации структуры капитала организации с учетом факторов внешней среды / Н.Н. Куницына, Т.Г. Плешкова // Финансовые исследования. – 2008. – №1. – С.51-58.
8. Корн А.В. Методические основы стратегического финансового анализа / А.В Корн // Управление корпоративными финансами. – 2006. – 06 (18). – С. 342 – 351.

АВТОМАТИЗАЦИЯ И РАЗРАБОТКА КАДРОВОЙ ПОЛИТИКИ С ПОМОЩЬЮ СИСТЕМ SAP HR НА ПРИМЕРЕ ЗАО «ЯМАЛГАЗИНВЕСТ»**Д.Ш. Хабибуллаев, Д.Е. Махметов**

Научный руководитель доцент О.В. Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В условиях динамично изменяющегося рынка успех компании во многом зависит от ее способности правильно выстроить стратегию в области управления персоналом. Следовательно, вопросы продуманного управления персоналом должны занимать одно из ключевых мест в общей стратегии развития предприятия. Кадровая политика организации направлена на привлечение и удержание персонала высокой квалификации [3]. Важная роль в оптимизации управления сотрудниками предприятия принадлежит автоматизированным системам управления персоналом, так называемым Human Resource systems или (новое название HCM – Human Capital Management), о которых и пойдет речь в данной статье.

Более 7800 клиентов в 60-ти странах используют SAP HR для принятия более оперативных и интеллектуальных решений по управлению персоналом и опережения своих конкурентов. Современная автоматизированная система управления персоналом SAP HR предназначена для оптимизации работы, в первую очередь, руководства и персонала кадровых служб предприятий и играют большую роль в повышении производительности их труда. В частности, менеджеры по персоналу при помощи таких систем избавляются от выполнения рутинных операций при работе с кадрами, подготовке и учете [2]. Решение SAP HR позволяет достичь значимых результатов для компании, обеспечивает прозрачность управления персоналом, интеграцию, синхронизацию и оптимизацию, который будет способствовать повышению эффективности всех процессов кадровой деятельности, на основе которых компании будут иметь возможность проводить всесторонний анализ. Именно применение новых кадровых технологий позволяет сегодня компании повышать эффективность своей работы.

Организационные эффекты SAP HR заключаются в следующем:

- сокращении времени принятия решений на всех уровнях управления предприятием;
- повышении качества кадровых решений;
- оперативности подготовки отчетности для органов государственного управления в соответствии с российскими законодательными и нормативными требованиями [2].

В свою очередь, влияние экономических эффектов от внедрения HR-модулей позволяет:

- снизить затраты на управление персоналом;
- повысить производительность труда персонала;
- оптимально использовать профессиональные качества конкретного сотрудника предприятия.

Социальный эффект от внедрения HR-модулей состоит в следующем:

- персональном учете пенсионных накоплений сотрудников предприятия;
- ведении полной индивидуальной трудовой истории персонала предприятия;
- подготовке руководящего резерва и продвижении по службе наиболее перспективных сотрудников предприятия [2].

Благодаря особенностям системы, SAP HR может внедряться поэтапно, в зависимости от необходимости того или иного модуля. Интерфейс данного продукта разработан с учетом всех эргономических особенностей, что позволяет пользователю максимально комфортно взаимодействовать с любыми функциями. При желании, SAP HR прекрасно взаимодействует с различными департаментами предприятия, обмениваясь необходимой информацией. Так, если есть необходимость, данные по заработной плате могут в одночасье передаваться бухгалтеру. SAP HR взаимодействует с популярными приложениями типа Microsoft Office.

Рассмотрим автоматизацию и разработку кадровой политики с помощью систем SAP HR на примере ЗАО «Ямалгазінвест».

ЗАО «Ямалгазінвест» было создано в 1997 году по решению совета директоров ОАО «Газпром». «Ямалгазінвест» специализируется на управлении инвестиционными проектами ОАО «Газпром» [4].

Специфика деятельности «Ямалгазінвеста» и масштабность реализуемых проектов определяют высокие требования к персоналу. На сегодняшний день в компании создана и успешно функционирует система управления персоналом, позволяющая максимально увеличить ценность человеческих ресурсов и эффективность их использования.

В качестве первоочередной задачи выступило создание единой базы данных о сотрудниках. В данной части системы были реализованы функции, обеспечивающие централизованное хранение всей необходимой информации о сотрудниках, актуальность, целостность хранимой информации, учет временного фактора.

Создание единой базы данных предоставило сотрудникам и руководителю службы управления персоналом прямой доступ к самой актуальной, полной и непротиворечивой информации, необходимой для принятия оптимальных решений в области управления человеческими ресурсами. Решение SAP HR, обладая адаптируемостью и гибкостью, позволило:

- оперативно производить настройку форм кадровых приказов в соответствии с особенностями организационной структуры компании и требованиями законодательных органов РФ;
- поддерживать корпоративные стандарты газовой отрасли по работе с персоналом (учет стажа работы в газовой промышленности, районах Крайнего Севера и местностях, приравненных к ним, и т.п.);

- извлекать и обрабатывать данные, в том числе и информацию, которая была действительна для прошлых периодов (исторические данные);
- регулировать и контролировать доступ к данным и инструментальным средствам, гарантировать полную конфиденциальность персональных данных;
- произвести оптическую архивацию документов – оригиналов и заархивировать их в SAP-системе, что, в дальнейшем, предоставляет беспрецедентные возможности гибкого доступа к документам, экономии временных, денежных и трудовых ресурсов [1].

В рамках внедрения системы управления человеческим капиталом были реализованы следующие возможности автоматизации учета персонала:

- кадровый и персональный учет (администрирование персонала);
- организационный менеджмент;
- управление рабочим временем (табельный учет);
- расчет заработной платы;
- управление командировками;
- формирование отчетности по персоналу.

Внедрение системы управления человеческим капиталом обеспечило ЗАО «Ямалгазинвесту» достижение таких значимых результатов, как:

- оперативность и продуктивность осуществления базовых кадровых процессов: кадровый учет, учет рабочего времени, расчет заработной платы, управление командировками с минимальными затратами;
- оптимизация организационной структуры и контроль структурных изменений;
- прозрачность процессов движения персонала и изменения организационных структур общества;
- возможность получения разнообразной аналитики по организации и персоналу;
- контроль, планирование и анализ затрат на персонал;
- адаптация современных мотивационных механизмов и вознаграждений в увязке с рыночной конъюнктурой, компетенциями сотрудников и стратегическими целями компании;
- снижение налоговых рисков, соответствие законодательным требованиям РФ [4].

Главный результат – решение SAP позволило ЗАО «Ямалгазинвесту» увязать задачи управления человеческими ресурсами с организационно-экономическими задачами компании. На сегодняшний день в компании существенно повысилось качество и скорость принятия управленческих решений на основе оперативной и достоверной информации и благодаря инструментам, позволяющим проводить всесторонний информационный анализ.

Функции, заложенные в решении SAP HR для постановки целей и оценки результатов, помогут выполнить сравнения продуктивности работы сотрудников на основе четких измеримых показателей, сформировать систему вознаграждений на базе управления эффективностью, обеспечить мощный мотивационный потенциал для развития персонала – и все это в полном соответствии со стратегическими целями компании. Эти функции обеспечивают высокую степень прозрачности целей и вклада каждого в достижение этих целей, это способствует укреплению взаимного доверия и роста взаимопонимания руководства компании и персонала, она также позволяет сформировать дух сотрудничества и создать благоприятный климат для эффективной работы в команде единомышленников [1].

Решение SAP HR не просто поддерживает все процессы в сфере управления по целям, оно позволяет оптимизировать эти процессы и определять четкие измеримые цели, способствующие развитию любого бизнеса.

Литература

1. SAP СНГ – Решение SAP для нефтегазовой промышленности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.sap.com/cis/industries/oil-gas/businessbenefits/index.epx>,
2. SAP СНГ - SAP ERP Human Capital Management. Решение для управления персоналом. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.sap.com/cis/solutions/business-suite/erp/hcm/index.epx>, свободный – Загл. с экрана.
3. Щёкин Г.В. Социальная теория и кадровая политика: М. – К.: МАУП, 2000. – 576с.
4. SAP СНГ – Решение SAP для нефтегазовой промышленности. Клиенты SAP. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.sap.com/cis/industries/oil-gas/customersuccess/index.epx>, свободный – Загл. с экрана.

СОСТОЯНИЕ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ АДМИНИСТРАЦИЕЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

М.Р. Цибульникова¹, О.А. Гайворонских²

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Томская область как составная часть крупнейшей в мире Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции богата минерально-сырьевыми ресурсами. Основными являются углеводороды, начальные геологические ресурсы которых составляют 5,4 млрд т условных единиц (1 т нефти приравнивается к 1 тыс. м³ газа и составляет 1 т условных углеводородов). Томская область относится к немногим регионам России, которые имеют возможность в течение длительного периода времени развивать нефтяную и газодобывающую промышленность, полностью опираясь на собственные природные ресурсы. Минеральные ресурсы являются одним из основных факторов, определяющих перспективы экономического развития Томской области.

Отличительной чертой минерально-сырьевой базы Томской области является преобладание углеводородного сырья, над другими видами полезных ископаемых.

Для обеспечения устойчивого экономического развития региона, приоритетными направлениями государственной политики Томской области в сфере недропользования является увеличение и качественное улучшение минерально-сырьевой базы области, а так же повышение эффективности использования распределенного фонда недр, создание благоприятного инвестиционного климата и развитие конкуренции [1].

Основной целью увеличения и качественного улучшения минерально-сырьевой базы области является достижение оптимального соотношения объемов добычи и прироста запасов. Увеличение уровней добычи нефти утратило свою актуальность, поэтому для области приоритетным направлением работы является повышение эффективности использования распределенного фонда недр, которое основано не на увеличении уровней добычи, а на усилении государственного контроля рационального использования недр.

В 2001 г. была подготовлена и одобрена Государственной Думой Томской области «Концепция развития нефтяной и газовой промышленности Томской области на 2001-2005 гг. и период до 2030 г.». Однако уже с 2004 года наметилась устойчивая тенденция по превышению объемов добычи нефти над утвержденными значениями и снижением объемов геологоразведочных работ, что делает реализацию основных решений Концепции невыполнимыми. Это обусловило принятие решения о корректировке положений принятой Государственной Думой Томской области Концепции.

Так же наметилось отставание по вводу новых месторождений в разработку по ОАО «Томскнефть» и резкое снижение объемов добычи нефти, обусловленное интенсивными отборами в период 2002-2004 г.г. Затем на 5 лет наметилась тенденция по сокращению поискового бурения, при этом рост разведочного позволяет ежегодно компенсировать добычу приростом запасов на 150 % и более. Подобное однако не приводит к росту добычи УВ сырья из-за значительного отставания эксплуатационного бурения от утвержденного в проектных документах на разработку месторождений.

Долгое время открытий месторождений углеводородного сырья не было. Однако уже в 2011 открыто 6 нефтяных месторождений. Прирост запасов нефти соизмеряется с объёмом добычи и составляет по предварительной оценке порядка 40 млн.т., что более чем в три раза превысит уровень добычи. Следует отметить, что резко сократились объёмы сейсморазведочных работ, а это основа для последующего поисково-оценочного бурения. Следует отметить также и то, что уже второй год подряд намеченные планы ГРП выполняются не более чем на 70%. При этом основными виновниками невыполнения являются предприятия, попадающие в категорию «малые». Так, например, в 2010 году они выполнили свои планы только на 10%.

Наиболее сложно на перспективу предсказать объёмы добычи газа. Это связано с отсутствием на нераспределенном фонде недр области газовых или газонефтяных месторождений, а также вопросами динамики отбора газа из низкопроницаемых юрских отложений.

По итогам 2011 года в России было добыто 670,5 миллиарда кубометров газа и 511,4 миллиона тонн нефти и газового конденсата. В Томской области добывается примерно 3,3 % общероссийской добычи нефти и газового конденсата, примерно 0,9% - газа.

По состоянию на 1.01.2011 года в области открыто 126 месторождений нефти и газа, из них в разработке находятся - 56 с утвержденными запасами около 80 % от общих. В нераспределенном фонде недр находится 10 месторождений. Поисками, разведкой, добычей нефти и газа на территории области с 2010 года занимаются 42 предприятия, из них 38 имеют лицензии с правом добычи и 4 только на право геологического изучения. Добычу осуществляют 22 предприятия.

В 2011 году появились новые предприятия с зарубежным капиталом. В геологическое изучение и разработку месторождений вкладывается британский, шведский, германский, венгерский, индийский, швейцарский, норвежский, казахстанский капитал.

Таблица 1

Начальные разведанные запасы категорий А+В+С₁ (на 2004-2011гг.)

Вид углеводородов	На 01.01.2005 год	01.01.2012 год
нефти	272,535 млн т.	633,87 млн т.
газа	285,388 млрд м ³	333,1 млрд.м ³ ;
конденсата	34,611 млн т.	32,1 млн.т

Основные изменения запасов с 2003г. связаны с деятельностью недропользователей на распределенном фонде недр, а так же за счет появления на территории Томской области новых недропользователей.

В нераспределенном фонде находятся 17 месторождений, содержащие 13,951 млн т разведанных запасов нефти и 1,23 млрд м³ запасов свободного газа.

Крупнейшим недропользователем было и остаётся «Томскнефть».

В начале 2010 года прогнозировалось увеличение объёма добычи нефти на 4,6% - до 10622 тыс.т. В итоге добыто 10531 тыс.т. или 104% к уровню 2009 года. В 2011 году добыто 11470 тыс.т. это составило 108,9% к уровню 2010 года. «Томскнефть» снизило объёмы добычи на 513 тыс.т. в 2010 и увеличило на 68 тыс.т. в 2011 году по отношению к 2010 году. Общая добыча других недропользователей в 2010 году увеличилась на 866 тыс.т., а в 2011 году на 1758 млн.т., что в 2 раза выше по сравнению с предыдущим годом. Таким образом, начиная с 2007 года, добыча нефти постепенно растёт. Доля «Томскнефть» в общем объёме добычи снизилась с 92% в 2003 году до 68% в 2010 году. В 2011 году она составила уже 65%.

Рост объёмов добычи прогнозировался и в 2011 году – до 11838 тыс.т., это составило 112 % к уровню 2010 года (добыто по факту 11470 тыс.т.). В 2012 прогнозируется снижение объемов добычи нефти до 12020

тыс.т., это составит 104,8%. Подавляющее большинство компаний, в 2011 году планируют существенно увеличить объемы добычи нефти [2].

Таблица 2

Сопоставление уровней добычи нефти за 2009 и 2011 год по предприятиям

№ п/п	Наименование предприятия	Объем добычи нефти за 2009г., тыс.т.	Объем добычи нефти за 2010г., тыс.т.	Объем добычи нефти за 2011г., тыс.т.	% прироста в 2010г.	% прироста в 2011г.
1	"Томскнефть"	7718,34	7205,19	7273,43	93,4	100,9
2	Другие недропользователи	2438,78	3325,78	4196,57		
	Итого нефть, тыс.т.	10157,12	10530,97	11470	104	108,9

По сравнению с 2004 годом возросла и добыча газа, в 2011 году составила 4384 млн.м³, добыча конденсата с 636 тыс.т. в 2004 году снизилась до 437 в 2011 году.

Добычу природного газа и газового конденсата в области ведут две компании: «Востокгазпром» и «Томскнефть». Уровни добычи газа начиная с 2006 года медленно снижаются. Основной причиной является то, что запасы разрабатываемых месторождений истощаются, а новые месторождения в разработку не вводятся.

Так же на территории Томской области ежегодно добывается свыше 2 млрд. м³ попутного нефтяного газа. В 2010 году при разработке месторождений Томской области общая добыча попутного нефтяного газа составила 2.37 млрд.м³, в 2011 году общая добыча возросла до 2.88 млрд.м³. Использовано 1,21 млрд.м³ (2010г.), 1.59 млрд.м³ (2011г.) Утилизируется 63% (1 588 762 тыс. м³), что значительно ниже среднероссийских показателей (72%). Ещё в 2009 году процент утилизации соответствовал среднероссийскому. Но, как и прогнозировалось, увеличение объемов добычи нефти компаниями, которые не создали инфраструктуру, необходимую для утилизации ПНГ, привело к снижению этого показателя. Так создание инфраструктуры по утилизации попутного газа связано с увеличением затрат компаний и в снижении прибылей, поэтому в мягких институциональных условиях объемы сжигаемого попутного газа будут продолжать увеличиваться [3].

Таблица 3

Добыча и использование попутного нефтяного газа в 2010-2011 гг.

№ п/п	Предприятия недропользователи	Добыча, тыс. м ³	Использование, тыс. м ³	Добыча, тыс. м ³	Использование, тыс. м ³	Уровень использования	
		2010г.		2011г.		2010г.	2011г.
1	ОАО "Томскнефть" ВНК	1 407033	1 138151	1 586556	1 298540	80,9%	81,8%
2	Другие недропользователи	962522	63928	1 292346	290222		
	ИТОГО	2 369555	1 205079	2 878902	1 588762	51%	62,9%

Однако данные об использовании попутного нефтяного газа не отражают объективную картину, уровень утилизации по недропользователям различен. Высокий процент утилизации обеспечивается лишь за счет одного крупнейшего нефтегазоконденсатного месторождения принадлежащего «Томскнефть».

На остальных месторождениях Томской области добывается небольшое количество попутного нефтяного газа, что является основной проблемой утилизации попутного газа. Многие из них сжигают сравнительно небольшие объемы газа, за счет того, что сами месторождения – относительно небольшие.

В настоящее время Администрация Томской области активно занимается решением проблемы утилизации попутного нефтяного газа, считая необходимым скоординировать и объединить усилия нефтегазодобывающих компаний с целью максимального ускорения решения задач по утилизации и рациональному использованию попутного нефтяного газа.

Для развития предприятий нефтегазового комплекса на более длительную перспективу необходимо уже сейчаскратно увеличивать объемы геологоразведочных работ и особенно – поисковых.

Литература

1. Результаты работы нефтегазодобывающего и горнодобывающего комплексов Томской области в 2011 году и планы на 2012 год. Официальный сайт Администрации Томской области [электронный ресурс] – Режим доступа: <http://nedra.tomsk.gov.ru/pages.php?ind=nedro&rz=msn&lv=1&menu=msn>
2. Состояние окружающей среды Томской области. Экологический мониторинг. / под. Ред. А. М. Адама. – Томск: Изд. «Оптимум», 2010. – С. 39–42.
3. Токарев А. Н. Влияние институциональных условий на реализацию социально-экономических выгод освоения нефтегазовых ресурсов / Под ред. Крюкова В. А. – Новосибирск: ИЗОП СО РАН, 2007. – 240 с.

**ПЛАТЕЖИ ЗА ЗАГРЯЗНЕНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ: ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА
ОСНОВНЫХ ПРОБЛЕМ****Т.В. Цой**

Научный руководитель ассистент М.П. Иванова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Развитие человеческой цивилизации и прежде всего хозяйственной деятельности сопровождается негативным влиянием на окружающую среду. Загрязняется атмосфера, вода, заметно уменьшается плодородие почв, исчезают леса, происходит истребление целых видов животных. К основным источникам загрязнения природной среды относятся: предприятия топливно-энергетического комплекса, транспорт, предприятия химической и нефтеперерабатывающей промышленности, строительство, сельскохозяйственная деятельность, металлургическая промышленность.

На современном этапе проблема взаимодействия природы и общества приобрела особую остроту. Вопросы по минимизации негативного воздействия на окружающую среду занимают как предприятия, так и органы государственного управления [1].

Предприятия для решения вопроса о минимизации негативного воздействия на окружающую среду принимают следующие действия:

- рационально используют природные ресурсы и энергию;
- внедряют малоотходные технологии;
- внедряют технологии безопасного накопления, хранения и утилизации отходов производства и потребления;
- внедряют иные технологии, направленные на снижение негативного воздействия на окружающую среду;
- совершенствуют производственные процессы;
- применяют оборудование и технологии, обеспечивающие безопасность труда;
- осуществляют мониторинг, проверки, внутренние аудиты, производят аттестацию рабочих мест для контроля соответствия законодательным и иным требованиям, применимым к рискам компании в области охраны окружающей среды и охраны труда;
- обеспечивают компетентность персонала в области охраны окружающей среды и охраны труда, поддерживают и поощряют работников, которые вносят конкретный вклад в повышение экологической безопасности и безопасность персонала.

На уровне государственного управления одним из таких способов является применение экологических платежей за негативное воздействие на окружающую среду. Экологические платежи – это плата за негативное воздействие, которое оказывает деятельность предприятия на окружающую среду, то есть плата за загрязнения атмосферного воздуха (выбросы от стационарных и передвижных источников), водных объектов (сбросы в окружающую среду), размещение отходов производства и потребления [1, 3].

К платежам за использование природных ресурсов относятся (рис.):

1. платежи за право пользования природными ресурсами в пределах установленных лимитов;
2. платежи за сверхлимитное использование и нерациональное использование природных ресурсов;
3. платежи за воспроизводство и охрану природных ресурсов [2].

Расчет экологических платежей производится ежеквартально и предоставляется плательщиками в ТУ Росприроднадзора по местонахождению стационарного объекта негативного воздействия и по месту государственной регистрации передвижного объекта негативного воздействия [3].

Внесение платы осуществляется не позднее 20 числа месяца идущего за отчетным периодом. Отчетным периодом признается календарный квартал.

Не внесение в установленные сроки платы за негативное воздействие на окружающую среду влечет наложение административного штрафа (КоАП РФ от 30.12.2001 № 195 –ФЗ). В соответствии со ст. 8.41 КоАП размер штрафа для юридических лиц составляет от 50 до 100 тысяч рублей [3].

В России для выбросов и сбросов установлена 3-х ступенчатая система нормирования:

1. Если выбросы и сбросы осуществляются в пределах ПДВ, НДС, то плата производится по базовым нормативам платы;
2. Если выбросы и сбросы осуществляются в пределах лимитов (ВСВ, ВСС), то плата взимается в пятикратном размере;
3. Если выбросы и сбросы превышают установленные предприятию лимиты выбросов и сбросов (сверх ВСВ, ВСС), то плата взимается в двадцатипятикратном размере.

При отсутствии действующих разрешений на выброс и сброс плата также вносится в двадцатипятикратном размере [3].

Для отходов принята 2-х ступенчатая система нормирования:

1. В пределах установленных предприятию лимитов (плата взимается по базовым нормативам платы);
2. Сверх лимитов (плата взимается в пятикратном размере).

При отсутствии действующего документа об утверждении нормативов образования отходов и лимитов на их размещение, а также при размещении отходов на несанкционированных свалках плата также взимается в пятикратном размере.

Однако согласно п.4 ст.16 ФЗ№ 7 от 10.01.02 «Об охране окружающей среды» внесение платы не освобождает предприятие от выполнения мероприятий по охране окружающей среды и возмещения вреда окружающей среде [3].



Рис. Плата за природные ресурсы в России

К сожалению, на сегодняшний день, реально взыскиваемый ущерб от количества совершенных правонарушений составляет наименьший процент. Тогда как большая часть ущерба, убытков причиненных экологическим правонарушением окружающей среде, остается не возмещенным. И на это есть свои причины:

- Низкий уровень правовой культуры и правового сознания в области охраны окружающей среды, недопонимание значимости природоохранных требований, как руководящего персонала, так и специалистов;
- Отсутствие отрегулированной законодательной базы;
- Применение органами государственного экологического контроля неэффективных мер в отношении правонарушителей.

Перечисленные причины негативного влияния на окружающую среду требуют переворота в умах людей, который так необходим для преодоления экологического кризиса, однако сам по себе он не произойдет. Он возможен при целенаправленных усилиях в рамках государственной экологической политики. Эти усилия должны иметь целью экологическое воспитание всех поколений, особенно молодых, воспитание чувства бережного отношения к природе. Необходимо формирование экологического сознания, индивидуального и общественного, основанного на идее гармоничного взаимоотношения человека и природы, зависимости человека от природы и ответственности за ее сохранение для будущих поколений.

Литература

1. Любятинская М.П. Определение принципа взимания платежей за загрязнение воздуха, земельных и водных ресурсов // Вестник Томского государственного педагогического университета. – Томск, 2011 – №. 12 (114) – С. 36–40
2. Экологическое право России: Учеб. пособие для студентов вузов / [Н.В. Румянцев и др.] / под ред. Н.В. Румянцева – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, Закон и право, 2010-431 с.
3. Федеральный закон от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» (с изменениями и дополнениями от 25 июня 2012 г.) [Электронный ресурс]: Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».

ПРОБЛЕМЫ ПЛАТЕЖЕЙ ЗА ВЫБРОСЫ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ (НА ПРИМЕРЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИИ)

Т.В. Цой

Научный руководитель ассистент М.П. Иванова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На современном этапе проблема взаимодействия природы и общества приобрела особую остроту. Используя природные ресурсы, мы получаем из них не только необходимое, но неизбежно загрязняем природу вредными веществами и отходами. В результате таких действий возникают тяжелые последствия и для самих людей, проявляющиеся не только в невозполнимых экономических потерях, но и в неблагоприятном состоянии окружающей природной среды. И атмосферный воздух здесь не исключение, являясь жизненно важным компонентом окружающей природной среды и представляющий собой естественную смесь газов атмосферы, находящуюся за пределами жилых, производственных и иных помещений, на него также оказывают негативное воздействия [1,3]. Источники загрязнения атмосферного воздуха подразделяются на два вида: естественные и искусственные (рис.).

Закон «Об охране атмосферного воздуха», в лице органов государственной власти гласит, что каждый имеет право на благоприятную окружающую среду посредством установления природоохранных требований. Таким образом, мероприятия в области охраны окружающей среды должны являться одним из основных направлений в деятельности не только органов государственной власти, но, прежде всего, в деятельности хозяйствующих субъектов: граждан, юридических лиц, индивидуальных предпринимателей. Вся деятельность органов государственного экологического контроля в первую очередь должна быть нацелена на поиск и устранение причин, вызывающих негативное воздействие на окружающую среду. Выявление нарушений со стороны физических и юридических лиц и возмещение причиненного по их вине ущерба является одной из основных целей этой деятельности.

Поэтому проблема разработки экономических инструментов для получения стратегий устойчивого развития общества на сегодняшний день является актуальной. Ведь важной предпосылкой стабильного развития природно-ресурсного потенциала является компромиссное сосуществование экономики и окружающей природной среды [2].

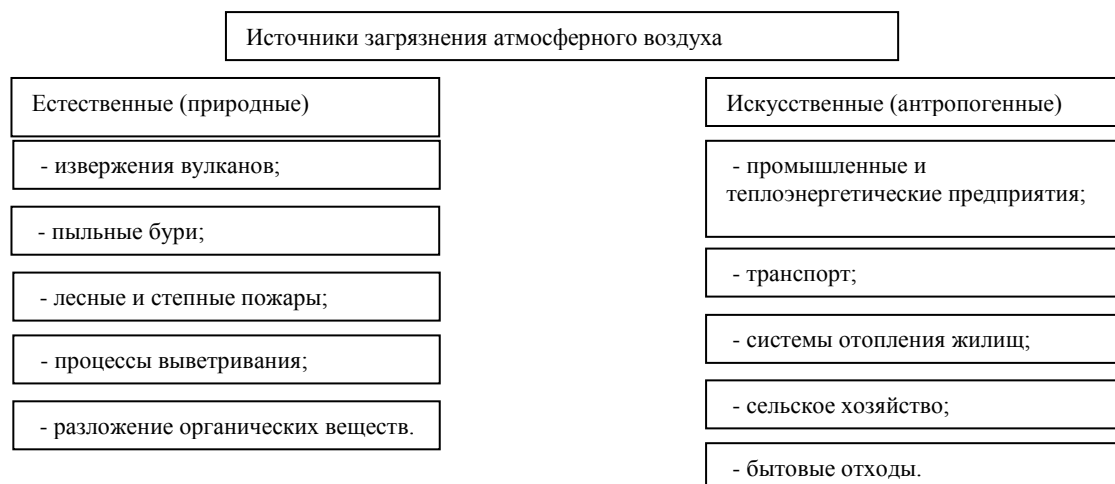


Рис. Источники загрязнения атмосферного воздуха [3]

Рассмотрим на примере нефтяной компании ООО «Х» определение размера вреда, причиненного атмосферному воздуху в результате превышения установленных нормативов предельно допустимых выбросов от сжигания природного нефтяного газа от факельных установок и без них в результате превышения условий технологической схемы разработки месторождений (утилизация природного нефтяного газа в размере 95%) (табл.1 и табл.2).

Определение размера вреда, причиненного атмосферному воздуху в результате превышения установленных нормативов предельно допустимых выбросов ООО «Х» рассчитано по следующей формуле:

$$V = \sum (M_{vi} - M_{пдvi}) * T_v,$$

где M_{vi} – приведенная масса выброса i -го загрязняющего вещества в атмосферный воздух (усл.т). Которая определяется как произведение массы выбросов данного вещества в тоннах на коэффициент приведения.

M_i – Масса выбросов каждого вещества принимается по данным протокола анализа воздуха (акт инспекторской проверки).

K_i – коэффициент приведения. Величина, обратная предельно допустимой среднесуточной концентрации i -го загрязняющего вещества (ПДК сс). ПДК сс – установлены ГН 2.1.6.1338-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.

$M_{пдв}$ – приведенная масса выброса i -го загрязняющего вещества в пределах ПДВ, усл. тонн. Определяется как масса выброса i -го вещества в пределах ПДВ, (определяется на основе данных разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух, (для каждого отдельного источника по данным согласованного тома ПДВ)) умноженная на коэффициент приведения.

T_v – такса, применяемая при числении размера вреда, причиненного атмосферному воздуху согласно [4], утвержденной приказом начальника Управления охраны окружающей среды Администрации Томской области составляет 138 руб.

Таблица 1

Определение размера вреда, причиненного атмосферному воздуху в результате превышения установленных нормативов предельно допустимых выбросов от факелов (2010г. ООО «Х»)

Наименование вещества	Код загрязняющего вещества	Валовый выброс (согласно формы 2-ТП «Воздух» (M_i))	Выброс в пределах ПДВ (по разрешению на выброс) ($M_{пдв}$)	К приведения (1/ПДК сс)	Приведенная масса выброса (согласно формы 2 – ТП «Воздух» $M_{ви}=M_i*K_i$ (усл.т))	Приведенная масса выброса по данным тома ПДВ $M_{пдвi}=M_{пдв}*K_i$ (усл.т)	Размер вреда $V=(M-M_{пдв})*138$ (руб.)
1	2	5	6	7	8	9	10
метан	0410	137,701	6,83	0,02	2,7540	0,1367	27 234
углеводороды предельные С12-С19	2754			1,00	0,00000	0,0000	0
сажа	0328	71,261	5,77138	20,00	1425,22600	115,4276	13 628 452
бензол	0602			10,00	0,00000	0,0000	0
ксилол	0616			5,00	0,00000	0,0000	0
толуол	0621			1,67	0,00000	0,0000	0
углеводороды предельные С6-С10	0416			0,03	0,00000	0,0000	0
оксид углерода	0337	593,844	58,53402	0,33	197,94807	19,5113	1 856 634,14
керосин	2732			20,00	0,00000	0,0000	0
бенз(а)перен	0703			1000000,0	0,00000	0,0000	0
формальдегид	1325			333,33	0,00000	0,0000	0
сероводород	0333			125,00000	0,00000	0,0000	0
углеводороды С1-С5	0415			1,00	0,00000	0,0000	0
Итого							15 512 320

По данным таблиц, мы видим, что сжигание попутного нефтяного газа в факелах, приносит гораздо больше вреда и затрат, чем все остальные причины, ведущие к загрязнению окружающей среды, возникшие в результате деятельности предприятия. Это не удивительно, ведь о вопросе использования попутного нефтяного газа (ПНГ) сейчас немало говорят и пишут. Потери попутного нефтяного газа связаны с рядом проблем. Прежде всего это неподготовленность инфраструктуры для его сбора, подготовки, транспортировки и переработки, отсутствием потребителя. Традиционное решение проблемы утилизации газа за счет подачи его в магистральный газопровод после сбора, осушки и компримирования (до 55 кгс/см²) требует значительных денежных затрат и времени, поэтому предприятия для получения быстрой прибыли от добычи и продажи нефти зачастую просто сжигают газ в факелах. Важную роль в масштабном сжигании ПНГ сыграла его низкая стоимость. Поэтому, в результате сложившейся ситуации предприятиям оказалось выгоднее ПНГ сжигать в факелах.

Таблица 2

Определение размера вреда, причиненного атмосферному воздуху в результате превышения установленных нормативов предельно допустимых выбросов без факелов (2010г. ООО «Х»)

Наименование вещества	Код загрязняющего вещества	Валовый выброс (согласно формы 2-ТП «Воздух» (Mi))	Выброс в пределах ПДВ (по разрешению на выброс) (Mпдв)	К приведения (1/ПДК сс)	Приведенная масса выброса (согласно формы 2 – ТП «Воздух» $M_{ви}=M_i \cdot K_i$ (усл.т))	Приведенная масса выброса по данным тома ПДВ $M_{пдвi}=M_{пдв} \cdot K_i$ (усл.т)	Размер вреда $V=(M-M_{пдв}) \cdot 138$ (руб.)
1	2	5	6	7	8	9	10
метан	0410			0,02	1,3438	0,8720	4 908
углеводороды предельные C12-C19	2754	0,0090	0,00400	1,00	0,00900	0,0040	52
сажа	0328			20,00	0,00000	0,0000	0
бензол	0602	0,3040	0,18970	10,00	3,04000	1,8970	11 893
ксилол	0616	0,148	0,06050	5,00	0,73850	0,3025	4 537
толуол	0621	0,191	0,119100	1,67	0,31850	0,1985	1 249
углеводороды предельные C6-C10	0416	23,2776	14,5268	1,00	23,27750	14,5268	91 052
оксид углерода	0337			0,33	0,00000	0,0000	0
керосин	2732			20,00	0,00000	0,0000	0
бенз(а)перен	0703			1000000,0	0,00000	0,0000	0
формальдегид	1325			333,33	0,00000	0,0000	0
сероводород	0333			125,00000	0,00000	0,0000	0
углеводороды C1-C5	0415	67,188	43,60	1,00	67,18780	43,6022	245408,158 00
Итого							359 099

Литература

1. Федеральный закон от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» (с изменениями и дополнениями от 25 июня 2012 г.) [Электронный ресурс]: Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».
2. Любятинская М. П. Определение принципа взимания платежей за загрязнение воздуха, земельных и водных ресурсов // Вестник Томского государственного педагогического университета. - 2011 - №. 12 (114) - С. 36-40
3. Экологическое право России: учеб. пособие для студентов вузов/ [Н.В. Румянцев и др.]; под ред. Н.В. Румянцева – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, Закон и право, 2010-431 с.
4. Методика исчисления размера вреда окружающей среде (атмосферный воздух). Утверждена приказом начальника Департамента природных ресурсов и охраны окружающей среды Томской области от 16.09.2008 № 120.

ПРОБЛЕМА БЕДНОСТИ – ОДНА ИЗ ОСТРЕЙШИХ СОЦИАЛЬНЫХ ПРОБЛЕМ СОВРЕМЕННОСТИ

Н.С. Четвергова

Научный руководитель доцент О.В. Богданова

Сибирский государственный индустриальный университет (филиал), г. Прокопьевск, Россия

Проблема бедности – одна из острейших социальных проблем современной России. Именно бедность определяет ограниченность доступа значительной части населения нашей страны к ресурсам развития: высокооплачиваемой работе, качественным услугам образования и здравоохранения, возможности успешной социализации детей и молодежи. Низкий уровень доходов значительной части семей в сочетании с чрезмерной поляризацией доходов обуславливают социальный разлом общества, вызывают социальную напряженность, препятствуют успешному развитию страны, определяют кризисные процессы в семье и обществе.

Для большинства этих стран, особенно наименее развитых, типична сильная отсталость. В результате для многих из этих стран характерны ужасающие масштабы нищеты. Так, 1/4 населения Бразилии, 1/3 жителей Нигерии, 1/2 населения Индии потребляют товаров и услуг менее чем на 1 доллар в день.

В результате от недоедания в мире страдает около 800 млн. человек. К тому же значительная часть нищих людей неграмотна. Так, доля неграмотных среди населения старше 15 лет составляет в Бразилии 17%, в Нигерии – 43% и в Индии – 48%.

Огромные масштабы бедности и отсталости вызывают сомнения в том, возможно ли вообще говорить о нормальном развитии и прогрессе человеческого общества, когда большая часть жителей планеты оказывается за чертой достойного человеческого существования. Проблема усугубляется тем, что достижения мирового НТП обходят стороной многие развивающиеся страны, их колоссальные по численности трудовые ресурсы мало используются, а сами эти страны в своем большинстве недостаточно активно участвуют в мировой хозяйственной жизни.

Если разделить наше общество по уровням жизни, можно получить четыре группы: самые бедные это те, чьи доходы ниже среднего прожиточного минимума (ПМ, на сегодня он составляет 6029 рубля на человека), низкообеспеченные (1-3 ПМ), обеспеченные ниже среднего уровня (3-7 ПМ), и среднеобеспеченные (7-11 ПМ).

В первом квартале 2011 года число россиян, чьи доходы ниже величины прожиточного минимума, увеличилось с 20,6 до 22,9 миллиона человек по сравнению с первым кварталом прошлого года, свидетельствуют данные Росстата. При этом эксперты говорят, что эти данные несколько занижены, а нищих в России еще больше.

Федеральная служба государственной статистики (Росстат) опубликовала данные, отражающие количество бедных граждан, проживающих на территории России. Эти данные смело можно назвать плачевными: по итогам первого квартала 2011 года количество россиян, живущих за чертой бедности, составило 22,9 миллиона человек. За последний год армию нищих россиян пополнили еще 2,3 миллиона человек.

Проблема безработицы. Уровень безработицы в России по итогам 2011 года снизился почти на 19%, и к январю 2012 года достиг докризисного уровня – 4,76 миллиона человек, или 6,3%. Этот показатель в 1,5 раза меньше, чем в самый нестабильный период экономического кризиса в январе-феврале 2009 года, когда без работы находились 7,1 миллиона россиян (9,5% экономически активного населения). Официальное число безработных к началу 2012 года достигло 1,27 миллиона человек, или 1,7%, что соответствует показателю докризисного уровня. В 2011 году уровень зарегистрированной безработицы снизился во всех регионах России. Число безработных в мире в 2011 г. достигло почти 212 млн. человек. По данным Международной организации труда (МОТ), доля работников с нестабильной занятостью в мире составляет более 1,5 млрд. человек, что эквивалентно половине (50,6%) общей численности мировой рабочей силы. По оценкам экспертов, в 2011 г. численность имеющих нестабильную занятость возросла по сравнению с 2008 г. на 110 млн. человек. В 2011 г. безработица в мире выросла на 6,6% (увеличение на 0,9 п.п. по сравнению с 2008 г.). Однако рост безработицы в разных регионах был различен – от 4,4% в Восточной Азии до более чем 10% в странах Центральной и Юго-Восточной Европы (не членах ЕС) и Содружества Независимых Государств, а также в Северной Африке.

Безработица среди молодежи в мире выросла и достигла в 2011 г. уровня 13,4%. С 2008 г. число безработных среди молодежи в мире выросло на 10,2 млн. – это самый масштабный рост с 1991 г. В 2011 г. Уровень безработицы в странах с развитой экономикой и в государствах Европейского союза вырос до 8,4% (с 6% в 2008 г.). По оценкам, численность безработных в регионе в период с 2008 г. по 2011 г. возросла более чем на 13,7 млн. человек, причем лишь в 2011 г. их численность увеличилась почти на 12 млн. Занятость в промышленности сократилась в большей степени, чем занятость в сельском хозяйстве и сфере услуг.

Низкий уровень занятости в этом регионе приводит к образованию широкомасштабных миграционных потоков – многие люди, в том числе и молодые специалисты, эмигрировали на Запад.

Борьба с бедностью – это неотъемлемая составная часть общей социальной и экономической политики любого государства. И здесь отсутствуют готовые и простые решения, возможность копирования опыта других стран, обеспечивающих высокие жизненные стандарты для абсолютного большинства своего населения.

Применительно к России борьба с бедностью означает формирование на деле социального государства, провозглашенного в Конституции Российской Федерации, обеспечение гарантированного уровня доходов для трудоспособного населения на основе собственного труда, доступности для всех слоев населения качественных услуг образования, здравоохранения, культуры, жилищно-коммунального хозяйства и др.

Что касается специальных мер по борьбе с бедностью, то представляется, что важнейшими приоритетами борьбы с бедностью в современной России являются:

- создание условий для самообеспечения нормального уровня благосостояния всех семей с трудоспособными взрослыми на трудовой основе;
- формирование системы эффективной поддержки уязвимых групп населения (престарелые, инвалиды, семьи с высокой иждивенческой нагрузкой, семьи в экстремальных ситуациях) и гарантий недискриминационного доступа к бесплатным или дотационным ресурсам.
- большие резервы борьбы с бедностью сосредоточены в сфере развития партнерских отношений между работодателями, профсоюзами и государством. Должна быть повышена роль профсоюзов и государства в обеспечении трудовых прав работников, особенно инвалидов, женщин и родителей с малолетними детьми, работников из неполных семей, молодежи.
- в сфере оплаты труда главным фактором сокращения бедности должен стать рост минимальной оплаты труда, сокращение числа малооплачиваемых работников.

Если не предпринять срочные меры по реструктуризации экономики, занятости и активизации политики доходов населения, то неизбежное сближение потребительских цен национального рынка с мировыми ценами, связанное с интеграцией отечественной экономики в мировую экономическую систему, приведет к

консервации уровня жизни большинства населения вокруг порога бедности или, в крайнем случае, невысокого материального достатка со всеми вытекающими последствиями для безопасности страны.

Независимо от того, каковы первичные причины бедности, раз возникнув, она начинает самовоспроизводиться. Чем больший процент населения страны находится за чертой или около черты бедности, тем больше у этой страны шансов попасть в «порочный круг нищеты». Ведь если значительная часть населения бедная, она не может приобретать товары, в результате не хватает производственных инвестиций, что ведет к невозможности развивать экономику и повышать заработную плату трудящихся. При этом стране, в которой значительная часть населения живет в бедности, труднее вырваться из нищеты.

Литература

1. Интернет ресурс: www.km.ru/v-rossii/2011.
2. Е.В. Колебакина «Проблема бедности в России» – www.libero.ru
3. А.М. Суринов, Росстат: уровень бедности в России в 2011 г.
4. В.В. Бушуев, В.С. Голубев, Ю.Г. Селюков «Человеческий капитал для социогуманитарного развития» – М.: Изд-во: ИАЦ «Энергия», 2010. – 95с.

ПРОБЛЕМЫ НЕМАТЕРИАЛЬНОГО СТИМУЛИРОВАНИЯ РАБОТНИКОВ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

С.Н. Шадский, В.В. Бережанский

Научный руководитель доцент О.В. Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

На современном предприятии основополагающую роль играет нематериальная мотивация труда. Она обладает большим диапазоном применяемых инструментов. В роли инструмента может выступать устав и коллективный договор, который позволяет грамотно изложить цели предприятия, принципы руководства и организации, а также определить методы для достижения различных целей предприятия.

Многие авторы исследовали проблемы мотивации и стимулирования. Выделяют различные функции нематериального стимулирования труда, в частности:

- Нравственная функция определяется тем, что стимулы к труду формируют активную жизненную позицию, хороший общественный климат в коллективе.
- Экономическая функция выражается в том, что стимулирование труда содействует повышению эффективности труда.
- Социальная функция формирует социальную структуру коллектива предприятия, формирование потребностей.[1]

Согласно мотивационной составляющей нематериальные стимулы можно разделить на три основные группы:

- Стимулы, не требующие инвестиций предприятий: признание заслуг со стороны начальника коллег, различные награды, доска почета, возможность обмена опытом, внимание к личности сотрудника, конкурс на лучшего сотрудника.
- Стимулы, в которые осуществляются инвестиции предприятия, носящие социальный характер (одинаковые для всех). Например, проведение кооперативного праздника в целях сплочения коллектива, день свободной формы одежды, организация питания за счет компании, организация медицинского обслуживания, предоставление абонементов в оздоровительные и культурные учреждения и т.п.
- Творческие стимулы, которые присутствуют в самом процессе работы. Например, обеспечение возможности самосовершенствования, самореализации.

Видов нематериальных стимулов существует огромное множество, и их количество определяется только фантазией руководителя, например:

- обучение (тренинги, программы повышения квалификации);
- стабильность занятости в компании и престиж (репутация и известность самой компании);
- привлекательное название должности;
- комфортные условия труда (рабочее место, организация пространства в офисе);
- участие в принятии решений (чувство причастности самого работника к выработке решений, демократичный.)
- стиль руководства (демократичный).

Определившись с основными видами стимулов, перейдем к их рассмотрению.

Сутью морального стимулирования является передача информации о заслугах человека, результатах его деятельности в социальной среде. Оно имеет информационную природу, в которой источником информации о заслугах работников выступает субъект управления; приемником – объект стимулирования, работник и коллектив, а каналом связи – средства передачи информации. Поэтому, чем точнее передается такая информация, тем лучше система выполняет свою функцию. Моральное стимулирование является обеспечением социальной справедливости, то есть точного учета и объективной оценки трудового вклада каждого работника.

Смысл социального стимулирования труда состоит в том, что социальное положение работников в значительной степени определяется комплексом тех социальных благ, которыми располагает человек, занимая ту

или иную позицию в системе общественного распределения труда. Стимулирование труда через дифференциацию доходов оказывает влияние на социальную структуру общества и производственно-хозяйственных комплексов. Кроме того, используя широкий набор духовных и социальных благ, оно служит основой удовлетворения разнообразных потребностей работника, развития его личности, его способностей.

Творческие стимулы рассчитаны на удовлетворение потребностей работника в творческой самореализации. К ним относятся поручение работникам сложных и ответственных творческих заданий, самостоятельный характер работы, возможность самостоятельно планировать порядок выполнения заданий, участвовать в совместном обсуждении проблем подразделения и предприятия.

При внедрении этих стимулов важно чтобы они были четко прописаны, а также, чтобы каждый сотрудник знал их. Это обеспечит понимание персоналом системы мотивации, и, следовательно, работник будет с энтузиазмом работать на предприятии.

В трудовой деятельности соотношение элементов (групп), нематериального стимулирования может быть различным, но они дополняют друг друга, и только их совмещение может привести к увеличению эффективности труда на предприятии. Однако эти группы не везде одинаково могут влиять на работников предприятия - все зависит от места, где предприятие расположено, в какой стране, в каком городе или части страны, и самый главный фактор - это специфика предприятия.

В нашей стране нематериальное стимулирование становится одним из решающих факторов стабильного существования предприятия. В условиях возрастающей конкуренции, предприятия должны искать новые способы решения известных проблем, создавать новые товары и услуги, появление которых в свою очередь зависит от способности специалистов реализовать свой творческий потенциал, но характерным для многих российских компаний является ограниченность, а порой отсутствие современной системы нематериальной мотивации высокоэффективного труда. Большинство работников не стремятся проявлять инициативу и творчество в своей деятельности, в полной мере брать на себя ответственность за принимаемые и реализуемые на практике решения и, следовательно, предприятию будет трудно конкурировать. [2]

Различные виды нематериального стимулирования существуют разрозненно, нельзя сказать о действии единой системы нематериального стимулирования, поэтому основным направлением совершенствования нематериального стимулирования и, следовательно, положительного влияния на сотрудников предприятия должно стать создание единой системы нематериального стимулирования. [3]

Вопрос о построении системы нематериального стимулирования все чаще встает в прогрессивных российских компаниях среднего бизнеса. Многие менеджеры столкнулись с тем, что повышение заработной платы уже не дает такого эффекта в повышении результативности и качества работы сотрудников, как прежде. Да и ресурс повышения заработной платы у любой компании, даже самой прибыльной и успешной, ограничен. Более того, в ряде случаев повышение заработной платы не только не вызывает качественного рывка в работе сотрудника, но и просто расхолаживает, и уже никакая заработная плата не кажется для такого специалиста достойной его. Зарплата растет, а качество работы и отношение к ней только падает. Особенно часто такое явление наблюдается там, где практикуется окладная система без четко прописанных требований к квалификации и результативности работника, а также критериев, по достижению которых можно претендовать на повышение зарплаты, либо эти требования и критерии не доведены до сведения сотрудников. Следовательно, возникает вопрос, который волнует большинство руководителей - это какие нематериальные стимулы являются наиболее эффективными. Однозначного ответа на этот вопрос не существует. Всё зависит от работника, специфики предприятия. В компаниях нефтегазовой отрасли широко применяется данный вид стимулирования. Так, например в ОАО «Газпром» и в его филиалах и дочерних компаниях существует множество видов нематериального стимулирования:

- Денежные премии и оказание поддержки в определенных ситуациях (день рождения, рождение ребенка, свадьба, смерть члена семьи и т.д.);
- Система предоставления бесплатных санаторно-курортных путевок; системы социальных выплат: оплата больничного, оплачиваемый отпуск, выплаты при расторжении трудового соглашения, премирование за длительный стаж работы в организации и т.д.;
- Система обучения;
- Организация корпоративных мероприятий;
- Предоставление кредитов работникам, юридического и финансового консультирования; оплата за эксплуатацию личного транспортного средства работника; в некоторых случаях – оплата жилья сотрудника;
- Профилактика заболеваний на предприятии и т.д.

Практически все эти виды присутствуют во всех компаниях нефтегазовой отрасли, особенно те компании, которые выделяют большую роль социальной политике на предприятии.

В ОАО «Роснефть» например, реализует следующие программы нематериально стимулирования: жилищная программа, охрана здоровья и поддержка здорового образа жизни, единовременные пособия при выходе на пенсию и единовременная материальную помощь в сложных жизненных ситуациях. Кроме того, в ряде дочерних обществ ОАО «Роснефть» работникам предоставляются бесплатное питание, дополнительные выплаты женщинам, находящимся в отпуске по уходу за детьми, компенсация расходов на проживание в общежитиях и другие льготы.

Поэтому построение эффективной системы нематериального стимулирования - это индивидуальная работа для каждого предприятия, которую менеджер или руководитель должен проводить исходя из цели и задач организации.

Таким образом, можно выделить следующие основные принципы построения системы нематериального стимулирования:

1. При построении системы следует исходить из целей и задач компании: подбирать нематериальные стимулы, следует акцентировать внимание именно на тех, которые будут стимулировать трудовое поведение, направленное на выполнение стратегических задач, стоящих перед компанией, подразделением, должностью.

2. Второе, на что следует ориентироваться - это ресурсы организации, ее бюджет.

3. При прочих равных условиях, нематериальные стимулы учитывают индивидуальные запросы работников эффективнее, чем нематериальные стимулы, рассчитанные на среднего сотрудника, одинаковые для всех сотрудников данной категории.

При внедрении системы нематериального стимулирования очень важно, чтобы она сама и критерии предоставления льгот были бы четко прописаны, розданы персоналу на ознакомление для предоставления обратной связи, а так же необходимо проведение информационного совещания перед внедрением. Это обеспечит целостное понимание и принятие персоналом системы мотивации, внедряемой в компании - основу, без которой даже самая лучшая система не заработает.

Литература

1. Электронный ресурс. Монографии изданные в издательстве Российской Академии Естествознания Режим доступа: [<http://www.rae.ru/monographs/53-2120>]
2. Электронный ресурс: Режим доступа: [http://www.jobsmarket.ru/?get_page=239&content_id=2172651]
3. Электронный ресурс. Корпоративный менеджмент. Режим доступа [<http://www.cfin.ru/encycl/motivation.shtml>]
4. Бурыхин, Борис Степанович. Стимулирование трудового потенциала и трудового вклада работников управления. Б. С.
5. Бурыхин ; Томский государственный университет. – Томск: Изд-во ТГУ, 1991. – 157 с.
6. Кибанов, А. Я. Основы управления персоналом: учебник / А. Я. Кибанов ; Государственный университет управления. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Инфра-М, 2007. – 447 с.
7. Шерина, Т. С. Затраты на бенефиты и нематериальное стимулирование: "деньги на ветер" или "что посеешь, то и пожнешь" / Т. С. Шерина, 2009. – Т. 3. – С. 127-128
8. Электронный ресурс. Экономический словарь. Режим доступа: [<http://abc.informbureau.com>]
9. Предложение по совершенствованию системы нематериального стимулирования // Журнал "Управление персоналом" N4 2005. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.top-personal.ru/issue.html?365>
10. Варданян И. Исследование систем нематериальной мотивации проводилось на базе нескольких промышленных предприятий Великого Новгорода // Управление персоналом – 2005 – №4 . [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.top-personal.ru/issue.html?365>

РОЛЬ НАЛОГА НА ДОБЫЧУ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ В ЧАСТИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ В ФОРМИРОВАНИИ БЮДЖЕТА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

С.Н. Шадский

Научный руководитель доцент Я.В. Золотенков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Добыча и переработка полезных ископаемых составляют основу экономики субъектов Российской Федерации и РФ в целом. Добывающие предприятия, как правило, являются градообразующими и, с учетом обслуживающих организаций, обеспечивают до 75 % рабочих мест, в таких городах как: Норильск, Апатиты, Ангарск, Нижневартовск т.д.

В составе налогов, уплачиваемых горнодобывающими предприятиями, особое место занимает налог на добычу полезных ископаемых (далее - НДПИ). Данный налог введен федеральным законом № 126-ФЗ от 08.08.2001 «О внесении изменений и дополнений в часть вторую налогового кодекса российской федерации и некоторые другие акты законодательства российской федерации, а также о признании утратившими силу отдельных актов законодательства российской федерации» с 01.01.2002. Порядок расчета и уплаты НДПИ установлен главой 26 «Налог на добычу полезных ископаемых» Налогового кодекса Российской Федерации (далее - НК РФ). Разнообразие минеральных ресурсов, содержащихся в российских недрах, в сочетании с их значительными запасами и объемами добычи обуславливает особую роль ресурсного потенциала в экономике страны.

Добывающий сектор экономики является самым крупным генератором бюджетных доходов в Российской Федерации, так НДПИ в 2010 году составил 43% от доходов консолидированного бюджета России.

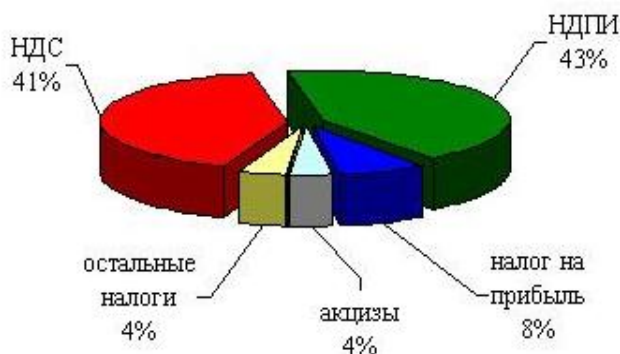


Рис. 1 Структура поступлений администрируемых ФНС России доходов в федеральный бюджет по видам налогов. (на основе данных статистической отчетности Росстата [www.gks.ru])

Основную часть поступлений НДПИ в федеральный бюджет составляют поступления от добычи углеводородов. Так, на долю НДПИ, уплачиваемых нефтегазодобывающими компаниями в структуре НДПИ в 2010 г. приходилось 92,02 % от общих поступлений этого налога в федеральный бюджет.

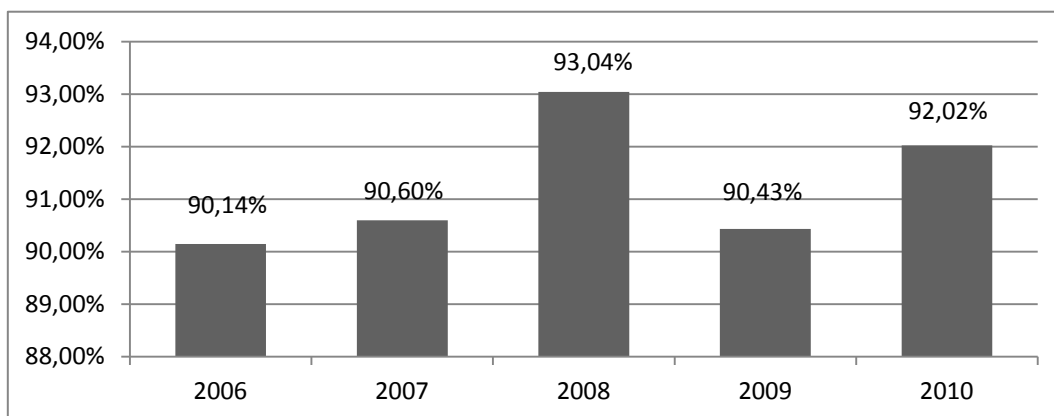


Рис. 2 Динамика доли НДПИ, уплачиваемых нефтегазодобывающими компаниями в структуре НДПИ в 2006-2010гг.(%)

В соответствии с действующим законодательством ставки НДПИ и таможенной пошлины устанавливаются в зависимости от цен на "Юрале", которая рассчитывается по формуле:

$$R = 419 * (P - 15) * D / 261$$

где P – среднемесячная цена нефти Urals в портах Роттердама и Средиземного моря.

419-необлагаемый налоговый минимум.

D – среднемесячный курс рубля к доллару США.

С 2012 года решением Правительства РФ базовая ставка для НДПИ в отношении нефти повышается с 419 руб. до 446 руб., а с 2013 года – до 479 руб. Отменяются нулевые ставки вывозных пошлин на восточносибирскую нефть. Предполагается сокращение периода действия льготных ставок по отдельным месторождениям. Предусматривается ежегодная индексация ставок акцизов на нефтепродукты.

Поэтому в результате привязки ставок основных налогов (в том числе и НДПИ) к цене нефти величина собираемых бюджетных платежей находится в сильной зависимости от конъюнктуры мирового нефтяного рынка.

В последние годы просматривается тенденция к увеличению бюджетообразующей функции НДПИ. Так на его долю в налоговых доходах федерального бюджета приходилось (без учета таможенных пошлин) в 2009 г. –13,38 %, 2010 г. –16,58 %. На рисунке 1, представлена динамика доходов федерального бюджета в тыс. руб. от НДПИ за 2006-2010гг. Из этого графика мы можем наблюдать, прямую корреляцию доходов федерального бюджета от НДПИ. Это показывает, что налог на добычу полезных ископаемых является надежным источником доходной части федерального бюджета России.

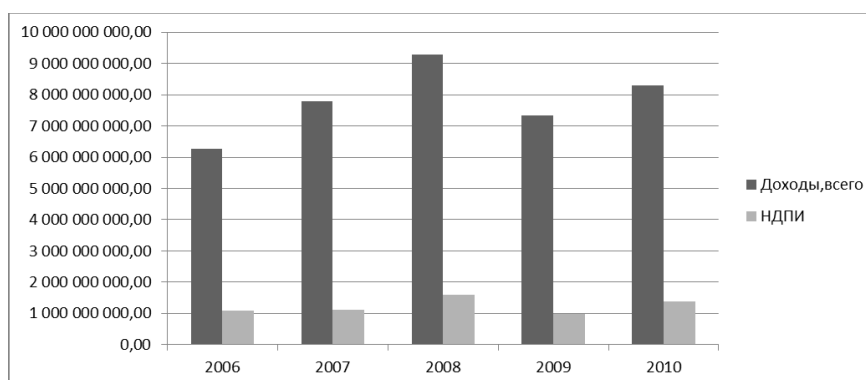


Рис. 3 Динамика доходов федерального бюджета от НДПИ за 2006-2010гг. (тыс. руб.)

Таблица

Динамика роста доходов бюджета и НДПИ в 2006-2010гг (%)

Год	Доходы бюджета		НДПИ	
	Тыс. руб.	%	Тыс. руб.	%
2006-2007	1 502 231 378,30	23,93%	28 587 944,30	22,61%
2007-2008	1 494 811 526,40	19,21%	481 742 685,10	42,90%
2008-2009	-1 938 180 788,50	-20,89%	-623 120 742,40	-38,83%
2009-2010	967 663 845,20	13,19%	395 110 076,90	440,25%

В таблице, мы можем наблюдать, что по прошествии пяти лет рост НДПИ составил 25,80%. Снижение поступлений в 2009 году относительно уровня 2008 года обусловлено уменьшением цены на нефть, так средняя цена: в 2008 год – 94 долл. баррель; в 2009 году – 58 долл. баррель, в 2010 год – 77 долл. баррель. Из данной таблицы, мы можем наблюдать, что доля НДПИ в структуре бюджета растёт более высокими темпами, чем налоговые поступления в целом.

Литература

1. Налоговый кодекс Российской Федерации // Собрание законодательства РФ. № 31. 03.08.1998г. Ст. 3824.
2. Федеральный закон от 08.08.2001 N 126-ФЗ
3. Федеральный закон от 3.04. 2007 г. № 36-ФЗ «Об исполнении федерального бюджета за 2006 год» //Справочно-правовая система «Гарант».
4. Федеральный закон от 3.12.2008 г. № 228-ФЗ «Об исполнении федерального бюджета за 2007 год» //Справочно-правовая система «Гарант».
5. Федеральный закон от 28.12.2009 №382-ФЗ «Об исполнении федерального бюджета за 2008 год» //Справочно-правовая система «Гарант».
6. Федеральный закон от 3.10.2010 г. № 255-ФЗ «Об исполнении федерального бюджета за 2009 год » //Справочно-правовая система «Гарант».
7. Федеральный закон от 07.10.2009 №272-ФЗ «Об исполнении федерального бюджета за 2010 год» //Справочно-правовая система «Гарант».
8. [<http://www.gks.ru>] - Официальный сайт Федеральной службы статистики Российской Федерации
9. [<http://www.garant.ru/>] - Справочно-правовая система «Гарант», интернет-версия.

СОЦИАЛЬНАЯ ПОЛИТИКА НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ РОССИИ

М.О. Шестова, О.В. Некрасова

Научный руководитель доцент О.В. Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск Россия

В условиях современного конкурентного социально-экономического пространства устойчивость каждой организации, стабильность ее функционирования определяется качеством кадровых ресурсов. Высокая квалификация сотрудников выступает залогом конкурентности организации и ее продукта. С целью повышения качества профессиональной деятельности специалистов, степени их лояльности к организации и руководству многие компании создают широкий социальный пакет, разрабатывают различные системы социальной поддержки сотрудников.

Социальная поддержка в современной организации характеризуется рядом основных направлений: регулирование вопросов труда, занятости и производственных отношений; система оплаты и мотивации труда;

безопасность и охрана труда; качество условий труда и жизни работников и их семей; оздоровление, спорт, физкультура и организация отдыха; жилищная политика; корпоративное социальное обеспечение и страхование. Социальная поддержка имеет отношение к совокупному выигрышу в благополучии, который люди получают от своих взаимоотношений с другими. В отличие от социальной помощи, которая выглядит более стабильной структурой и распространяется на широкий спектр условий ее получения, социальная поддержка - более хрупкая система. Социальная помощь рассматривается в российском законодательстве как забота государства, общества о гражданах, нуждающихся в помощи, содействии в связи с возрастом, состоянием здоровья, социальным положением, недостаточной обеспеченностью средствами существования[1]. Социальную поддержку в организации легко потерять при смене работы или при сокращении штата сотрудников. Временной диапазон социальной поддержки в организации весьма зависим от условий существования самой организации.

По сути социальный пакет не является стимулом к улучшению трудовых показателей. Наиболее ярко эта идея выражалась в социальной политике советского периода. Создание на заре советской власти системы социального обеспечения позволило вести народное хозяйство при низких зарплатах и максимизировать инвестиции в экономическое развитие, обеспечивая социальную поддержку рабочим и прикрепляя их к предприятиям. Создание патерналистского типа менеджмента, доминировавшего долгие годы в СССР, было бы невозможно без создания вокруг предприятий целого комплекса социальных сервисов.

Наиболее разносторонняя социальная политика складывается в организациях, история которых идет из советского времени. В таких организациях социальная политика наиболее разнообразна и доступна для всех сотрудников. Получить ее может практически любой сотрудник независимо от трудовых показателей и результатов деятельности. По нашему мнению, это происходит в соответствии с традициями советского времени, когда организаций были максимально активны в социальной сфере.

Содержание социальной политики ОАО «Газпром».

Социальная политика, являясь неотъемлемой частью системы управления человеческими ресурсами, направлена на повышение престижности работы в Компании и обеспечивает:

- комфортные и безопасные условия труда;
- медицинское обслуживание;
- различные виды страхования;
- предоставление гарантий защищенности от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;
- поддержку и развитие физической культуры и спорта;
- развитие самодетельного творчества работников;
- решение жилищных вопросов с использованием системы ипотечного кредитования;
- поддержку молодых специалистов, способствуя их скорейшей адаптации в Обществе, стремлению к самореализации;
- развитие негосударственного пенсионного обеспечения через негосударственный пенсионный фонд «Газфонд»;
- поддержку работникам, уволившимся на пенсию, оказание им материальной помощи и привлечение к участию в корпоративных мероприятиях.

2. Социальную политику Компания определяет совместно с работниками и их представителем – Межрегиональной профсоюзной организацией ОАО «Газпром».

3. Социально-трудовые отношения между работниками и работодателем регулируются трудовым законодательством, Генеральным коллективным договором ОАО «Газпром» и его дочерних обществ и коллективными договорами организаций.

4. Компания постоянно совершенствует и реализует социальные программы, исходя из выбранных приоритетов Политики управления человеческими ресурсами, экономической целесообразности, необходимости получения конкурентных преимуществ на рынке труда[2].

Содержание социальной политики на примере ОАО «Сибнефтепровод».

Все социальные программы ОАО «Сибнефтепровод» являются реализацией политики, направленной на то, чтобы каждый работник чувствовал себя членом единой семьи. Цель данных программ заключается в создании эффективного механизма защиты социально значимых интересов работников общества и членов их семей, связанных с их жизнью, здоровьем и трудоспособностью.

ОАО «Сибнефтепровод» обеспечивает условия труда и жизни своих работников, в то время, когда большинство работодателей предпочли уклониться от решения социальных проблем.

Свою социальную деятельность общество строит на основе трудового законодательства, Отраслевого тарифного соглашения и коллективного договора. При этом следует учитывать, что одной из основных функций коллективного договора является повышение предусмотренных законодательством гарантий и прав работников. Положения действующего Коллективного договора между администрацией ОАО «Сибнефтепровод» и объединенной профсоюзной организацией, в полной мере отвечают предъявляемым требованиям. В ОАО «Сибнефтепровод» активно поощряется участие персонала в разработке и принятии нормативных актов, программ, рекомендаций, связанных с социальной сферой.

ОАО «Сибнефтепровод» совершенствует организацию и оплату труда, повышает профессиональный уровень кадров. На предприятии действует сложившаяся система управления охраной труда, которая в настоящее время приводится к международному стандарту OHSAS 18001.

Каждый работник предприятия обеспечивается целым комплексом социальных льгот. При этом льготы распространяются не только на работников, но и на членов их семей. В 2007 году ОАО «Сибнефтепровод» стало победителем VII Всероссийского конкурса «Российская организация высокой социальной эффективности» в номинации «Организация санаторно-курортного лечения и отдыха работников». Предприятие выплачивает работникам разовую материальную помощь при уходе в ежегодный оплачиваемый отпуск, при рождении ребенка, а также ежемесячное пособие женщинам, находящимся в отпуске по уходу за ребенком до трех лет. 50-процентной компенсацией пользуются работники ОАО «Сибнефтепровода», чьи дети посещают детские сады[3].

При рассмотрении примеров социальной политики нескольких организаций стало возможным сделать следующие выводы:

1. В большинстве случаев базовая социальная политика представляется как определенного рода дополнительная нагрузка, обязанность, подобная уплате налогов.

2. Для небольших развивающихся организаций социальная политика ограничена по сути рамками законодательства. Для компаний с развитой социальной составляющей в структуре формирование социального пакета представляет одну из серьезных задач.

3. В условиях близкой заработной платы для конкретной профессии на рынке труда социальный пакет, предлагаемый сотруднику, имеет решающее значение. Социальная политика, осуществляемая современными российскими компаниями сегодня, во многом опирается на опыт советского времени, особенно это заметно в организациях производственного сектора. Однако в отличие от советского периода социальная политика в современных организациях тесно связана с различными показателями, определяющими темпы развития организации и ее успех в целом. На наш взгляд, такой подход расходится с пониманием смысла социальной политики и больше применим к мотивации производственных и других показателей, которые поддаются такому воздействию. В своем исследовании мы исходили из того, что социальная политика в организации - это в первую очередь комплекс мер для улучшения жизнедеятельности сотрудников.

Социальная политика в современных организациях - это приоритетное направление в управлении организацией. Наибольшее число руководителей организаций имеют представление об основных направлениях социальной политики, способны оценить уровень проводимых мероприятий в своей организации и стараются использовать различные механизмы для улучшения ее работы. Современные руководители обеспокоены состоянием кадрового потенциала, понимают важность привлечения и сохранения квалифицированных кадров и готовы принимать различные меры для улучшения деятельности сотрудников[4].

В представлении руководителей главный фактор мотивации сотрудников - деньги и заработная плата в целом. Сотрудники поддерживают эту точку зрения, хотя, отвечая на вопрос об основном критерии при выборе рабочего места и организации, указывают на внутренний климат и условия труда. Отметим, что ресурсы социальной политики организации как раз направлены на решение подобных задач. Проведение мероприятий, проектов в области социальной политики организации способствует налаживанию благоприятного климата в компании.

Многие компании нуждаются в квалифицированных кадрах. Такая ситуация сформировалась в условиях переходной экономики последних 20 лет и обусловлена низкой рождаемостью в этот период. И даже в ситуации резко возросшей безработицы, связанной с кризисными экономическими явлениями, существует большой спрос на квалифицированные кадры. В связи с этим актуальность различных социальных программ возрастает.

Стратегическое планирование социальных проектов позволяет решать широкий спектр управленческих задач, формировать внутреннюю мотивацию у сотрудников к работе и проявлению лояльности по отношению к организации.

Литература

1. Д. Зайцев, А. Березин. Социальная политика организации // Проблемы теории и практики управления: Ежемесячный международный журнал, 2010. – № 2. – С. 16–18.
2. ОАО «Газпром». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/>, свободный.
3. ОАО «Сибнефтепровод». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.sibnefteprovod.ru/>, свободный.
4. Астахов А.С., Краснянский Г.Л. Экономика и менеджмент горного производства. Книга 1. Основы экономики горного производства. – М.: Изд-во академии горных наук, 2002. – 367 с.

ИННОВАЦИОННАЯ ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА КОНЦЕРНА BASF

З.В. Энгельбрехт-Зенкина

Научный руководитель профессор Г.Ю.Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Инновационная экономика делает сегодня регионы динамичными промышленными центрами с глубокой локализацией и последующей конвертацией передовых технологий и компетенций в новые проекты, направленные на модернизацию стран, в частности Германии. Опыт инновационной модернизации химического концерна BASF может быть полезен для инновационной экономической политики производства ТВЗ Томской области.

В особой экономической области, расположенной на юго-западе Германии, между Франкфуртом и Штутгартом (в так называемом Рейнском треугольнике Rhein-Neckar-Triangle) [1] размещается головная часть

концерн BASF – The Chemical Company [2]. Портфель предложений концерна включает химикаты, пластмассы, продукты для сельского хозяйства, продукцию тонкой химии, а также нефть и природный газ. Высококачественные продукты и инновационные системные разработки [50, Р. 24], предлагаемые концерном BASF, играют важную роль в решении глобальных задач, таких как защита климата, эффективное использование энергии, производство продуктов питания и мобильность.

Для BASF инновации являются ключевыми к эффективному росту на конкурентоспособном глобальном рынке. Поэтому поддерживается высокий уровень инвестиций в научные исследования, и создается глобальная сеть с университетами, институтами, клиентами и индустриальными партнерами. BASF работает над решениями для глобальных вызовов и таким образом сосредотачивается на будущих рынках и технологиях с высоким потенциалом [3, Р. 14].

Выдающиеся новшества нуждаются в корпоративной культуре, благодаря которой принимаются во внимание необычные перспективы и творческий потенциал служащих, которые имеют подход к темам с разных точек зрения, продвигают компанию [3, Р. 9].

Инновации, основанные на исследованиях и разработках, являются фундаментом для эффективного развития и долгосрочного успеха концерна BASF. Команды из высококвалифицированных, немецких и иностранных специалистов в разных областях науки занимаются поисками ответов на поставленные вопросы и вызовы будущего. Общее количество сотрудников, работающих в области исследований и разработок в 2011 году выросло до 10100 (в 2010 насчитывалось 9600) [4, Р. 28].

Благодаря своим инновационным продуктам и процессам концерн BASF предоставляет программные решения практически для любой отрасли экономики.

Быстро растущее мировое население ставит все новые и новые проблемы перед обществом. Растущая потребность в продуктах питания, чистой воде и энергии, а также необходимость общества в ограниченных природных ресурсах требуют долгосрочного и экономически эффективного решения. Свой решающий вклад в решение данной проблемы может внести химическая отрасль.

Благодаря постоянной научно-исследовательской активности своей новой фирмы Cognis BASF расширил свой научный союз. В Дюссельдорфе концерн имеет территориальное научное подразделение. Работа в этом подразделении сконцентрирована на исследованиях в области поверхностно-активных веществ (ПАВ), возобновляемых ресурсов, биотехнологий липидов. Концерн имеет своей целью высокий уровень глобализации исследований. Для этого будет учрежден первый инновационный кампус Asien-Pazifik с местонахождением в г. Шанхае (Китай). Планируемое количество сотрудников данного научно-исследовательского центра составит порядка 450. Во второй половине 2012 года центр будет запущен. При помощи Asien-Pazifik концерн усилит свою инновационную активность на азиатском рынке, что является важной составляющей стратегии, т.к. именно этот рынок является растущим и имеет высокий экономический потенциал.

Также ключевую роль в научном союзе BASF играет мировая кооперационная сеть, насчитывающая 1950 составляющих: университеты, исследовательские институты, старт-ап предприятия и партнеры из индустриального сектора.

Так, в 2011 году совместно с технологическим институтом г. Карлсруэ была открыта BELLA (Battery and Electrochemistry Laboratory) – лаборатория, занимающаяся электрохимией и аккумуляторами.

Здесь проводятся исследования инновационных материалов и функциональных компонентов для сегодняшних и будущих поколений батарей-аккумуляторов, т.к. высокопроизводительные, подходящие для ежедневного использования и доступные по цене батареи являются ключевым компонентом для мобильного будущего. Совместно с производителем автомобилей Daimler были осуществлены идеи по созданию «комплексного электромобиля» - концепт-кара Smart forvision. При создании этого автомобиля особое внимание было уделено энергосбережению, управлению температурными режимами и конструированию с применением облегченных конструкций. Работа в данном направлении проводится концерном BASF в особо крупных масштабах.

Работы, проводимые в рамках исследований магистральных трубопроводов в 2011 году, осуществлялись на основании около 200 проектов. Расходы на исследования и разработки составили 1605 млн. евро (в 2010 г. - 1492 млн. евро). Подразделения концерна берут на себя 77% всех расходов на исследования, остальные 23% расходов берет на себя подразделение межотраслевых стратегических корпоративных исследований. Одна треть расходов на исследования и разработки, была выделена на проекты по повышению энергоэффективности и защиты климата. Концерн BASF опирается на инновации, на новые и улучшенные продукты и решения, которые находятся на рынке максимально десять лет. В 2020 году по данному направлению планируется выручка в размере 30 млрд. евро.

Затраты на исследования и разработки BASF по сегментам за 2011 год представляют следующие данные:

1	Сегмент химикатов	8 %
2	Сегмент пластмасс	9 %
3	Сегмент специальных продуктов	21 %
4	Сегмент функциональных решений	12 %
5	Сегмент решений для сельского хозяйства	26 %
6	Нефтегазовый сегмент	1 %
7	Сегмент прочей продукции	23 %

Инновационная сила предприятия измеряется также и в количестве и качестве его патентов. BASF подал по всему миру 1.050 заявок на получение патента. Уже третий раз концерн находится на первом месте по оценкам Индекса патентных активов™ (Patent Asset Index™). Согласно данной методике, в различных отраслях сравниваются патентные портфели, и BASF является самым инновационным предприятием в химической отрасли [4, P. 28].

Литература

1. Metropolregion Rhein-Neckar. 24 Studen, 100 Prozent / Mannheim: (Hrsg.) Metropolregion Rhein-Neckar GmbH, - 2008. - № 7, S. 5 – 6.
2. BASF – The Chemical Company [Электронный ресурс]: Режим доступа
3. : <http://www.basf.de>, свободный.
4. [50, С. 24] BASF Report 20082011 / Ludwigshafen: Publisher: BASF SE Communications and Government Relations. - 2008. - 240 p.
5. BASF Bericht 2011 / Ludwigshafen: (Hrsg.) BASF SE Communication and Government Relations, 2011. – 226 S.

Section 21

GEOLOGY, MINING AND PETROLEUM ENGINEERING (ENGLISH, GERMAN)

HEAT TRANSFER PHENOMENON BETWEEN ELECTRIC SUBMERSIBLE MOTOR AND THREE-PHASE FLOW IN OIL WELLS UNDER INTENSIVE SALT ACCUMULATION CONDITIONS

R.K. Abdulaev

Scientific advisors associate professor V.N. Arbuzov, senior teacher T.F. Dolgaya
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Despite the fact, that oil and gas fields are characterized by various reservoir structures and occurrence depth, oil composition, physical and chemical properties, causes of electric submersible pump failure are usually the same and their percentage in the total amount of failures are nearly equal.

We should pay attention to two main reasons, which often occur:

- coating deterioration;
- pump jam;

Pump jam generally occurs because of mechanical impurities existence, salt accumulations, waxes and insufficient heat removal from the electric submersible motor. Coating deterioration is also usually caused by the thermal mode.

Salt accumulations can occur in pores of rocks in the bottom zone, reducing their porosity and permeability. They are the prevalent factors, and are actually sediments, similar to the scale on the surface of the household kettles. Salt accumulations plug in perforations, valves, pumps, internal and external surface of the well equipment, casing and production string, plugging the well and obstructing the flow and heat transfer between the electric submersible motor and three-phase flow.

The salt accumulations are usually layered and sometimes covered with wax or tar coating. Faults and steel corrosion effects can be developed under these salt accumulation layers by bacteria and acid gas, disturbing the steel integrity surface (Fig. 1). Lack of information on the heat transfer between the electric submersible motor and the gas-liquid flow under these scale conditions, leads to a more detailed flow motion research.



Fig. 1. Multiple faults and corrosion, caused by salt accumulation

It is precisely this fact that explains the heat and mass transfer causes. The results of the steady heat transfer numerical simulation from electric submersible motor to the flow stream are given below. They include the influence of the flow type and structure, gas concentration, scale thickness, technological factors. We also analyze ESM thermal mode during the steady operation in scale conditions.

Mathematical model equations. Analytical solution method.

We use the following notations: R_m - submersible motor radius; a - temperature conductivity cylinder coefficient; α - heat-transfer coefficient; λ_m - thermal conductivity cylinder coefficient, λ_{oc} - thermal conductivity calcite coefficient. To construct a thermal model we represent the electric submersible motor as a homogenous axially

symmetric and infinitely long cylinder with the heat sources equipartition through its volume, the density of which is calculated by the following equation: $q = \frac{N \cdot (\eta_{\text{д}})}{\pi \cdot R_m^2 \cdot L}$, (1)

where N, η, L, R – rated power, efficiency, ESM length and radius, accordingly.

The temperature distribution in the body of the submersible motor can be determined by the thermal heat conductivity equation in an infinite cylinder with a continuously operating source:

$$\frac{\partial T(r,t)}{\partial t} = a \cdot \left[\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \cdot \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{q_m}{\lambda_m} \right], \text{ if } t > 0, R_m > r > 0. \quad (2)$$

Consider the special case when $\frac{\partial T(r,t)}{\partial t} = 0$, the steady-state temperature at infinitely large period of time.

Then we have:

$$\frac{\partial}{\partial r} \left(r \cdot \frac{\partial T}{\partial r} \right) = -r \frac{q_m}{\lambda_m} = r \chi \quad (3)$$

As a result, the temperature distribution in the motor will be calculated by the equation:

$$T_m = \chi \frac{r^2}{4} + C_2, \text{ if } 0 \leq r \leq R_m, \quad (4)$$

where $C_2 = \left(\frac{\lambda_m}{\lambda_{oc}} \ln R_m - \frac{1}{2} \right) \chi \frac{R_m^2}{2} + A_2$ and $A_2 = T_c + \frac{q_m}{\lambda_{oc}} \frac{R_m^2}{2} \ln(R_m + h) + \frac{1}{\alpha} q_m \frac{R_m}{2}$.

Calculations were PC performed by the special Visual Basic soft.

To calculate the average heat transfer coefficient on the inner wall under laminar and weakly turbulent water-oil or water-oil-and-gas flow in the circular cross-section channel, the following equations were used: for laminar flow mode:

$$Nu_f = 1,4 \cdot \left(Re_f \cdot \frac{d_f}{L} \right)^{0,4} \cdot Pr_f^{0,33} \cdot \left(\frac{Pr_f}{Pr_c} \right)^{0,25}, \quad (5)$$

for turbulent flow mode:

$$Nu_f = 0,021 \cdot Re_f^{0,8} \cdot Pr_f^{0,43} \cdot \left(\frac{Pr_f}{Pr_c} \right)^{0,25}, \quad (6)$$

where Re, Pr, Nu – the Reynolds, Prandtl and Nusselt criteria, accordingly.

The key size of the circular channel is the key diameter of the circular channel, the flow temperature T_f is the key temperature. The index “f” means, that all the parameters are defined at flow temperature, the index “c” – at the cylinder wall temperature.

Graphical dependence of the salt accumulation effect on the temperature distribution in the electric submersible motor is shown below (Fig. 2), the ESM heating depends on the nominal flow velocity (Fig. 3).

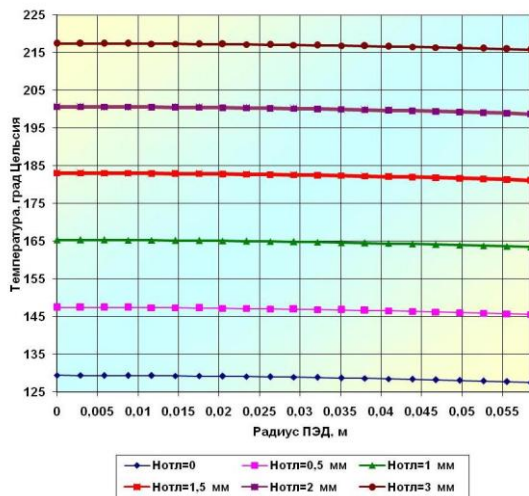


Fig. 2. Temperature distribution in ESM4SM22-117 at various scale thickness

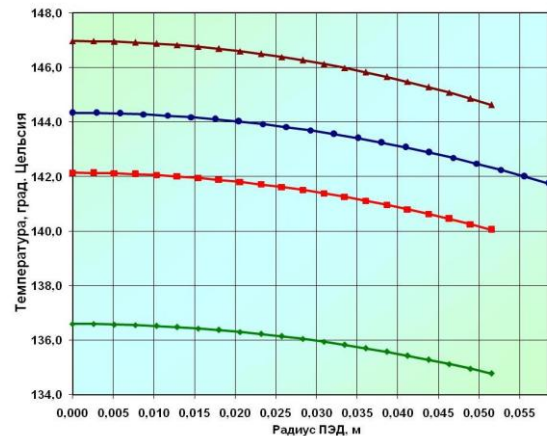


Fig. 3. Temperature distribution in ESM If $w=2w_{nom}$

Conclusions

Scaling (salt accumulation) has an appreciable effect on the heat transfer “ESM-flow” system. ESM temperature mode depends on the module power as well as on the incoming flow velocity.

References

1. Ibragimov, N.G. Oil production troubles. - Ufa: “Monotomj”, 2003. - 302p.
2. Mishenko, I.N. Oil well production. - M.: “Oil and gas” Gubkin RGU, 2003. - 816 p.
3. www.slb.com.
4. Incroperera, F. P., Dewitt, D.P. (2002). Fundamentals of Heat and Mass Transfer. John Wiley and Sons.
5. Zhang, H.-Q., Wang, Q., Sarica, C., and Brill, J. P. (1999, March). Unified Model of Heat Transfer in Gas/Liquid Pipe Flow, SPE, 28-31.
6. Hasan, A R. and Kabir, C.S. (1994, August). Aspects of Heat Transfer During Two-phase Flow in Wellbores, SPEPF, 211 p.

HOT OIL TRANSFER**A.S. Adilbekov**

Scientific advisor associate professor A. V.Didenko

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

The so-called “hot” transfer or transportation of oil is widely used in our country and abroad. Theoretical research and existing experience of operating hot oil pipelines allow to believe that this considerable experience is sufficient for pipelines design and operation [5].

However, this method is not void of serious disadvantages as the pumped over product is warmed up to considerable temperatures (40 – 800C). Hot transfer is prone to significant loss of energy necessary for heating the transported product. Besides, this heat can have negative influence on the environment.

The essential characteristic of transported along pipelines oil is that its kinematic viscosity heavily depends on temperature. What’s more, heavy fraction may settle out at certain temperatures, and the product may get solidified which leads to the dead stop of a pipeline system causing considerable recovery expenses.

Hot transfer is non- isothermal pumping and involves changing rheological properties of oil (viscosity and yield strength) by its pre-heating. Here oil is heated up at the source station and is pumped into the pipeline. As it moves along the pipeline it cools down which results in increasing friction loss. Thus oil is reheated at relay thermal stations. Below the Fig.1 represents the diagram which shows oil pre-heating.

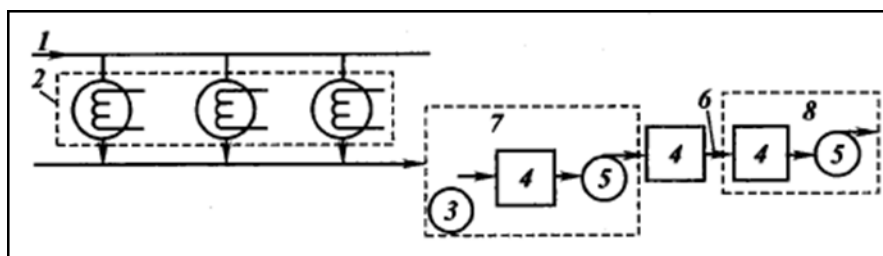


Fig. 1. Oil pre-heating: 1 – supply pipeline (main); 2 – tank battery equipped with heaters; 3 – booster pump; 4 – heater; 5 – main transfer pump; 6 – main pipeline; 7 – GPS, 8 – relay thermal station

Oil flows along the main pipeline 1 into the tank battery 2, where heaters keep the required temperature, providing the functioning of booster pumps 3 which pump fluid through heaters 4 and force oil into the main pumps 5 pumping oil into the main pipeline 6. Oil is heated up to 70 - 120 C. The upper limit of temperature is restricted by resistance of heat-insulation, destruction of oil molecules, and potential coking of oil in heat exchangers. While it flows along the pipeline the fluid cools down, and as a result, its temperature decreases, causing pressure loss and growth of viscosity. Therefore oil is reheated at the relay thermal stations 8. Depending on oil properties, initial heating temperature and oil flow, oil is heated every 25 – 80 km.

Steam preheaters and direct fired heaters are used to heat oil. The example of the fired radial convection heater G9P02V is given in the Fig. 2.

The inside of the heater, mounted in the metal frame 6, is divided into two areas: radial I and convective II. The radial area, in its turn, is divided into 2 parts by the wall 2 made of refractory brick. In the bottom part of the heater there are six air pressure atomizing type burners 3. In the radial area of the heater brackets support the coil pipes 1 along which oil flows. Oil is basically heated in this area by radiation energy of flare. Then combustion products pass into the convective area where heat is transferred to the oil, flowing in the pipes of the heat exchanger, by convection. From the convective area combustion products are thrown out into the atmosphere via the fume stack 4. Draft control of the heater is carried out with the help of the slide gate 5. Inside the walls of the heater have got refractory lining, and outside they are heat-insulated. Flow capacity is 600 m³/h. Oil is heated up to 35 - 65 C. The maximum operating pressure of the oil intake at the coil cannot exceed 6,5MPa. The heating efficiency of the heater is 10500 kW, and the efficiency factor reaches 0,77.

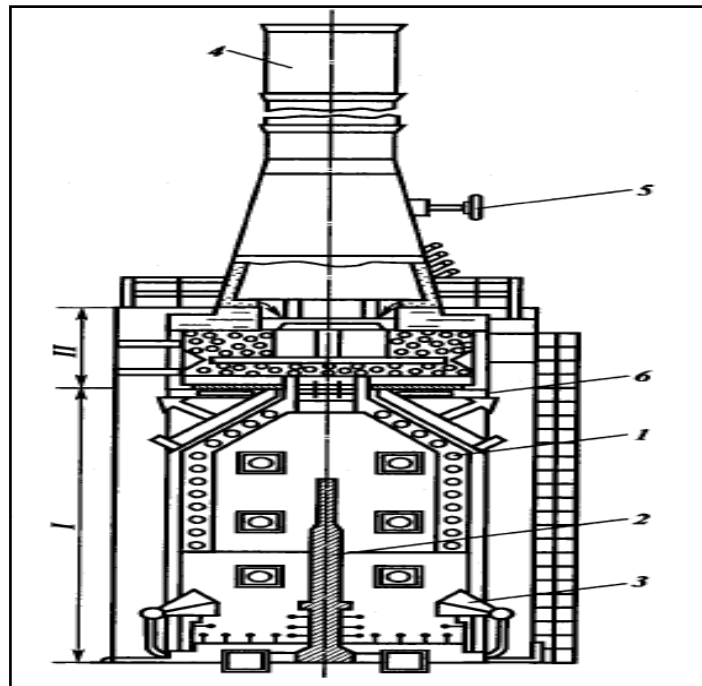


Fig. 2. Fired radial convection heater G9P02V:

1 – coil, 2 – wall, 3 – burners, 4 – fume stack, 5 – slide gate, 6 – metal frame

Sometimes pipelines with heat-exchange fluid or steam-traced pipework are used for heating the transported oil as well as electrical heating devices. Hot oil transfer along the pipelines with heating via electrical devices is perspective as it does not require sophisticated heating equipment and workforce for servicing this equipment.

Hot oil transfer has been widely applied all over the world. However, this technology has its drawbacks: burning some part of the pumped oil in heaters, air pollution by combustion products, great heat loss and low efficiency. This method can hardly be used for submarine pipelines without special expensive insulation. Generated heat can be harmful for the environment. Applying this technology for subsurface or above ground pipelining in areas with frozen ground or permafrost is restricted due to thawing of soil moisture and bearing capacity failure. Using hot oil transfer for above ground pipelining makes no economic sense because of significant loss of thermal energy.

References

1. Abramzon L.S. Pipeline transportation of high-viscosity and very heavy oil // Transportation and storage of oil and oil products. – M.: VNIIOENG, 1968. – 92 p.
2. Aliyev R.A., Belousov V.D., Nemudrov A.G. Pipeline transportation of oil and gas. – M.: Nedra, 1988. – 368 p.
3. Optimization of oil products batching / M.V. Lurye [and other] – M.: Nedra, 1979. – 154 p.
4. Tugunov P.I. Transient pumping of oil and oil products. – M.: Nedra, 1984. – 224 p.
5. Vasilyev G.G., Korobkov G.E., Korshak A.A. Pipeline transportation of oil. – M.: Nedra, 2002-2004.

FOREIGN COMPANIES INVESTMENT IN THE DEVELOPMENT OF RUSSIA OIL AND GAS INDUSTRY

P.A. Beschasova

Scientific advisors associate professor E.A. Gladkov, associate professor L.V. Nadeina
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Russia is a major player in world energy markets. It has more proven natural gas reserves than any other country, it is among the top ten in proven oil reserves, it is the largest exporter of natural gas, it is the second largest oil exporter, and it is the third largest energy consumer. Energy exports were a major driver of Russia's economic growth over five years (before 2008), as Russia oil production rose strongly and world oil prices were very high. This type of growth made the Russia economy dependent on oil and natural gas exports and vulnerable to fluctuations in oil prices.

Despite this, oil and gas industry in Russia is the base of economy. However, the Russia oil and gas industry is associated with foreign oil companies. Russia oil companies work with foreign oil companies such as: ExxonMobil, Royal Dutch Shell, BP, Total S.A..

All these companies are active in our country, largely in developing the entire oil and gas industry. We would like to pay attention to each company.

Exxon Mobil Corporation (NYSE: XOM) or ExxonMobil, is an American multinational oil and gas corporation. Its headquarters are in Irving, Texas. It is affiliated with Imperial Oil which operates in Canada. ExxonMobil

- member of the project "Sakhalin-1", holds 30% stake in the project, the management company "Sakhalin-1» Exxon Neftegas Ltd. affiliated with ExxonMobil. The project "Sakhalin-1" Odoptu Exxon Neftegas drilled the well to 12.345 kilometers, which became the deepest in the world at the end of January 2011.

Royal Dutch Shell plc (LSE: RDSA, RDSB), commonly known as Shell, is a global oil and gas company headquartered in The Hague, Netherlands and with its registered office in London, United Kingdom. It is the fifth-largest company in the world (and the second-largest energy company) according to a composite measure by Forbes magazine and one of the six oil and gas "supermajors". Royal Dutch Shell is one of the largest foreign investor in Russia in terms of investments. Royal Dutch Shell involved in the development of the Sakhalin shelf (PSA project "Sakhalin-2", together with JSC "Gazprom" and Japan's Mitsui and Mitsubishi) and deposits Salym in the Khanty-Mansi Autonomous Okrug (50% share in the SPD H . V. - joint venture with Sibir Energy). The company also plans to participate in the development of offshore oil and gas projects coupled with "Gazprom".

Shell in Russia have been actively engaged in marketing of lubricants - to share the concern is about 20% of total imports of motor and industrial oils in Russia. At the airport Domodedovo Shell fuels more than 30 airlines, develops marketing of petrochemical products. In St. Petersburg, Moscow, Vologda and other areas the company has a retail network (July 2010 - 70 stations) [4]. In August 2009, in Torzhok (Tver region) it started the construction of the plant Shell lubricants cost \$ 100 million.

Total S.A. is a French multinational oil company and one of the six "Supermajor" oil companies in the world. Its businesses cover the entire oil and gas chain, from crude oil and natural gas exploration and production to power generation, transportation, refining, petroleum product marketing, and international crude oil and product trading. Total is also a large-scale chemicals manufacturer. The company has its head office in the Tour Total in the La Défense district in Courbevoie, near Paris. Since 1999, Total has oil production in Russia under a production sharing agreement (PSA) at Kharyaga oil field (Nenets Autonomous District, the village Kharyaga) with reserves of 97 million tons. Share of Total in this project is 50%, the Norwegian Hydro - 40% , the Nenets Oil Company - 10%. The operator of the project is owned by Total company "Total Exploration and Development of Russia."

It is assumed that over 33 years of the PSA on the field will produce 45 million tons of oil. The project has already invested \$ 450 million and required additional \$ 800 million

Total, along with several other international oil companies claimed to be involved (together with "Gazprom") in the Shtokman gas field in the Barents Sea, but "Gazprom" in 2006, announced that it would be subsurface deposit.

In early March 2011 it was announced a strategic alliance between Total and Russia gas company "Novatek". As part of the Alliance Total acquired from existing shareholders 12.0869% stake in Russia company and received an option to increase its stake to 19.4% within three years. It is assumed that France has become a strategic partner, "Novatek" to project "Yamal LNG."

BP p.l.c. (LSE: BP, NYSE: BP) is a global oil and gas company headquartered in London, United Kingdom. It is the third-largest energy company and fourth-largest company in the world measured by revenues and one of the six oil and gas "supermajors". In Russia the company is co-owned oil company, TNK-BP (50%, other 50% is owned by a consortium consisting of "Alfa-Group», Access Industries and "Renova"). TNK-BP is a vertically integrated oil company with a diversified upstream and downstream portfolio in Russia and Ukraine. Its upstream operations are located primarily in Siberia and Volga-Urals region. In 2009 the company (excluding its 50% share in Slavneft) produced on average 1.69 million barrels per day (269×103 m3/d) of oil equivalent.

In downstream, TNK-BP controls 675 thousand barrels per day (107.3×103 m3/d) in installed refining capacity, with principal refining assets located in Ryazan, Saratov, Nizhnevartovsk, and Lisichansk. The company operates a retail network of approximately 1,400 filling stations in Russia and Ukraine working under the BP and TNK brands.

The oil and gas industry actively develops and oil service companies such as: Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes.

We'd like to mention that oil service companies have made significant investments in the development of oil and gas industry not only in Russia but also in the whole world. The fact that Halliburton Company is the developer of technology of hydraulic fracturing. Carrying the world's first hydraulic fracturing is attributed to the company Halliburton, ran it in the U.S. in 1947. Schlumberger is also a variety of technologies to increase oil recovery, but in our country it is the largest provider of software for simulation of field development. Such software products as Eclipse and Petrel are widely used for the simulation of field development. And also, more recently, for each field in excess of 1 million tons of oil should be a hydrodynamic model for the protection of access to oil reserves.

To summarize, we note that foreign oil and gas companies invest in the development of oil and gas industry in Russia. Unfortunately, the Russia oil companies do not have such advanced technology and equipment. We often have to resort to overseas pumps and drilling rigs, even as domestic unreliable. Recently, the Russia government has restricted foreign companies when operating in the territory of the Russian Federation, as some foreign companies have been unable to work at all. For example, ConocoPhillips, the company owned a large (at March 2007 - 18%) stake in the company "LUKOIL", due to problems with financing foreign debts that have arisen due to the global economic crisis, was forced in 2011 to sell the entire package is fully shares "LUKOIL".

For this article, we did a lot of work to collect information about foreign oil and gas and oilfield service companies that operate in Russia, and highlighted the main achievements of companies that have contributed to the development of oil and gas industry.

References

1. Pirog, R. Specialist in Energy Economics and Policy Resources, Science, and Industry Division. CRS Report for Congress. Russian Oil and Gas Challenges.
2. Schlumberger URL: <http://en.wikipedia.org/wiki/Schlumberger>
3. ConocoPhillips URL: <http://ru.wikipedia.org/wiki/ConocoPhillips>
4. Royal Dutch Shell URL: http://ru.wikipedia.org/wiki/Royal_Dutch_Shell
5. Royal Dutch Shell URL: http://en.wikipedia.org/wiki/Royal_Dutch_Shell
6. BP URL: <http://en.wikipedia.org/wiki/BP>
7. Exxon_Mobil URL: http://ru.wikipedia.org/wiki/Exxon_Mobil
8. Exxon_Mobil URL: http://en.wikipedia.org/wiki/Exxon_Mobil
9. Total URL: <http://ru.wikipedia.org/wiki/Total>
10. Total URL: <http://en.wikipedia.org/wiki/Total>
11. Exxon_Mobil URL: http://ru.wikipedia.org/wiki/Exxon_Mobil

ESTIMATION OF REMAINING RESERVES IN HETEROGENEOUS MATURE OILFIELD BY THE EXAMPLE OF FIELD X

A.V. Borodin

Scientific advisor deputy head of department N.G. Glavnov

Joint Stock Company «Tomsk oil and gas research and design institute», Tomsk, Russia

A quite large Field X with the complex production history from 1976 is considered in the paper. Waterflooding has been utilized for secondary oil recovery for many years so there is uncertainty in the distribution of remaining reserves now.

Understanding of the reasons of increasing watercut is essential for correct estimation of remaining reserves distribution. There are several analytical approaches to this problem, some of which are considered in this paper.

Firstly, decline curves were used in order to identify the reasons of increasing watercut in Field X. This method implies utilization of the graph of relationship between oil production rate and cumulative oil production in semilogarithmic scale [3]. In case of normal depletion, logarithm of oil production rate is a straight line. Therefore, increase in the rate of decline may be related to early water breakthrough or some technological problems (for example, loss in casing integrity).

Secondly, log-log plots of water-oil ratio (WOR) versus time were implemented for determination of mechanisms of water production which was suggested by K.S. Chan [4]. The method was developed basing on reservoir simulation studies and field development. It implies the use of plot of logarithm of WOR versus logarithm of time which is proved to be more effective for identification of water encroachment source in comparison with conventional water cut plots.

WOR diagnostic plots were utilized in distinguishing among the known watering-out models [3]:

- channel flow behind casing and casing leaks
- water coning
- multilayer channeling development.

Moreover, plot of time derivative of WOR can be used but its application in Field X is restricted because there is too much noise in production data.

Methods mentioned above were utilized in order to analyze wells of Field X with high watercut. Water encroachment source in some wells of Field X was diagnosed by these express-methods, but in many cases it is required to perform additional field surveys (spinner survey, thermometry, cement bond logs) in order to prove the reason of watering-out. Results obtained by the use of these methods were further used in history matching

The next step in estimation of remaining reserves is the application of the following analytical methods: volumetric method, decline curves analysis and extrapolation of some production parameters.

Decline curves analysis is a versatile method for estimation of future production performance of a single well. This method is based on empirical observations of production decline during reservoir development. Amount of remaining reserves can be calculated by extrapolation some well production characteristics (e.g. oil production rate versus cumulative oil production) in the future to the economical limits [1]. It should be mentioned that this method implies the presence of sufficiently long period of stable oil production so that trend of oil production decline can be clearly identified. Moreover, decline curves analysis can be implemented provided that there are reservoir boundaries which affect well production, in other words decline curves analysis can be used when well produces in pseudo-steady state flow regime.

One of the main concepts in this theory is rate of decline D which is equal to:

$$D = -\frac{1}{q} \frac{\Delta q}{\Delta t}, \quad (1)$$

where q – oil production rate, t – time.

Using this expression it is possible to determine oil production rate as a function of time by means of the equation originally given Arps [1]:

$$q(t) = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{\frac{1}{b}}}, \quad (2)$$

where D_i – rate of decline, b – parameter which defines type of the curve – exponential ($b=0$), harmonic ($b=1$) or hyperbolic ($0 < b < 1$). Moreover, cumulative oil production at a particular moment in time can be calculated in the following way:

$$Q(t) = \frac{q_i^b}{D_i(1-b)} (q_i^{1-b} - q(t)^{1-b}). \quad (3)$$

Previously described method was used for analysis of wells of Field X and calculation of remaining reserves at a single well. However, it is impossible to use it for all wells due to some restrictions imposed on the method (pseudo-steady state flow regime and stable production for sufficient time). The figure 1 presents decline curve (log of oil production rate versus time) for well 558. It is possible to extrapolate oil production rate to economic limit in order to determine cumulative oil production at the end of well life. Trend line is exponential; it has the following form (in semilog plot slope of the trend line is equal to -0.0002):

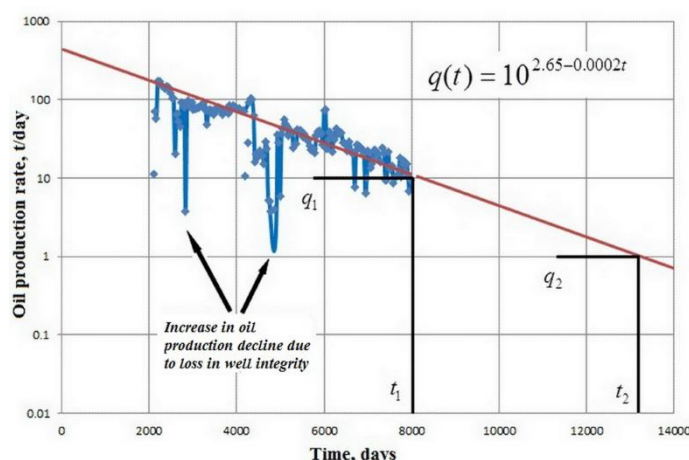


Fig. Decline curve for well 558

Taking economical limit of oil production rate equal to 1 m³/day decline curve can be extrapolated to this value and remaining reserves can be calculated by means of the following expression:

$$Q_{remaining} = \frac{(q_1 - q_2)}{D} = 19350 \text{ m}^3. \quad (4)$$

Moreover, extrapolation of some other parameters (e.g. WOR (water-oil ratio)) was used for estimation of remaining reserves. Dependence between logarithm of water-oil ratio and cumulative oil production is linear; therefore trend line can be extrapolated to the economical limit of WOR equal to 49 which corresponds to the watercut value of 98%.

Reservoir simulation was used in order to estimate spatial distribution of remaining reserves. For this purpose, sector model was cut from the entire simulation model of the Field X using flux boundary conditions. History matching was performed on the considered sector. In order to achieve a good match between historical and calculated values, a number of parameters considered to have the largest uncertainty and the largest influence on solution were adjusted [2]. It was observed that the most appropriate parameters for adjustment for this particular case are relative and absolute permeability. Relative permeability of each cell was adjusted by means of alteration of values SWCR and SWL in Eclipse software.

In order to take into account formation heterogeneity, production logging data from 7 wells was analyzed and used for determination of “true” injectivity of each cell intersected by injection well. Basing on field investigations, “true” injectivity across the wellbore is different from injectivity based on kh product. Thus, permeability in each cell intersected by injection wells was multiplied to a corresponding coefficient obtained from production logging data. Performing of such operation helps to reflect real injectivity of various zones.

According to the standard for simulation models inspection of Rosneft company [5] those production wells which provide 80% of oil production were matched in 5% interval for cumulative oil production and the rest of wells are matched in 10% interval. Therefore performed history matching can be characterized as quite satisfactory, so reliable maps of remaining reserves to 12/2011 are constructed.

Summarizing it can be concluded that several analytical methods for estimation of remaining reserves were considered in the paper. Decline curves were utilized for ultimate recovery prediction for a single well. Reservoir simulation was utilized as the main method for estimation of remaining reserves and prediction of future performance of mature Field X. Resulting model is appropriate for prediction of future reservoir performance and planning of actions which can enhance oil production (e.g. sidetracking planning).

References

1. Arps, J.J. (1945). Analysis of decline curves. AIME, 228 – 247.
2. Aziz, K., Settari, A. (1979). Petroleum reservoir simulation. Applied Science Publishers Ltd, 497 p.
3. Bailey, B. (2000). Water control. Oilfield Review, № 1, 30 – 51.
4. Chan, K.S. (1995) Water control diagnostic plots. Paper SPE 30775, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, USA.
5. Standard of company Rosneft for simulation models inspection. (2008). Moscow, 68 p.

**GEOPHYSICAL SIGNATURES OF BAZHENOV SUITE ARGILLITES AS OIL FIELD
PRODUCTION INDEX OF UPPER-JURASSIC OIL-GAS PLAY**

F.A. Burkov

Scientific advisors associate professor G.G. Nomokonova, associate professor D.A. Terre
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Bazhenov suite bituminous argillites are referred to as a regional seal for the West Siberia Upper-Jurassic oil-gas play fields and at the same time – regionally occurring seismic level reflector and geophysical marker bed in well logs. This is primarily determined by Bazhenov suite argillites impregnation as well as hydrophobicity, low density and low seismic-wave velocity along with abnormal multicurie activity and high electrical resistivity caused by this bituminosity. Considering the high informative value of Bazhenov suite it is important to find out if its geophysical parameters render the productivity of formations which occur below existing oil deposits.

To solve the task Kaymysovsk oil and gas field (Tomsk region), the oil bearing capacity of which is confined to J1 formation, was taken for a case-study. The following well logging data were used: gamma ray logging (GRL), acoustic logging (ASL), gamma-ray neutron log (GRN), spontaneous polarization logging (SP), lateral resistivity logging (LR). Three well logs with different oil bearing capacity of J1-2 reservoir were taken for the analysis: well 212 with commercial oil flow, well 192 with non-commercial oil flow, and well 213 – a stepout (outside the producing limits of the field).

The research results are given in Figures 1-3 and the Table below.

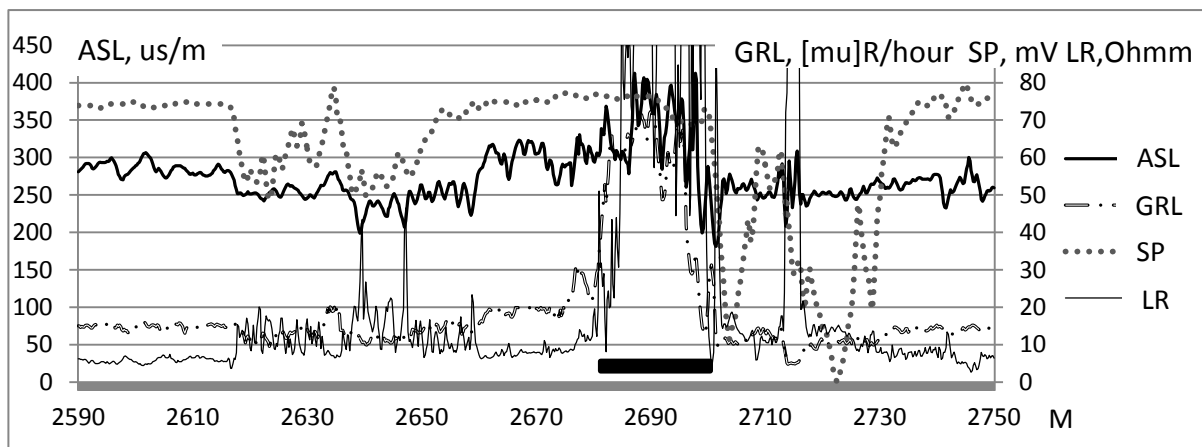


Fig. 1. Geophysical signatures of productive well log around Bazhenov suite (2677-2698 m depth)

The major findings can be summarized in the following way.

1. Bazhenov suite argillites are the most abnormal geological formation of the studied sections from geophysical point of view. The most evident difference between Bazhenov suite argillites and their underlying and overlying sandy-clayey rocks of Vasyugan and Kulomzin suites is detected in GRL and LR readings (Fig. 1), to a lesser degree this differentiation is indicated through ASL and GRN readings (normal-polarised anomaly). In the studied logs SP readings produced by Bazhenov suite argillites and other clayey formations of the log do not differ a lot.

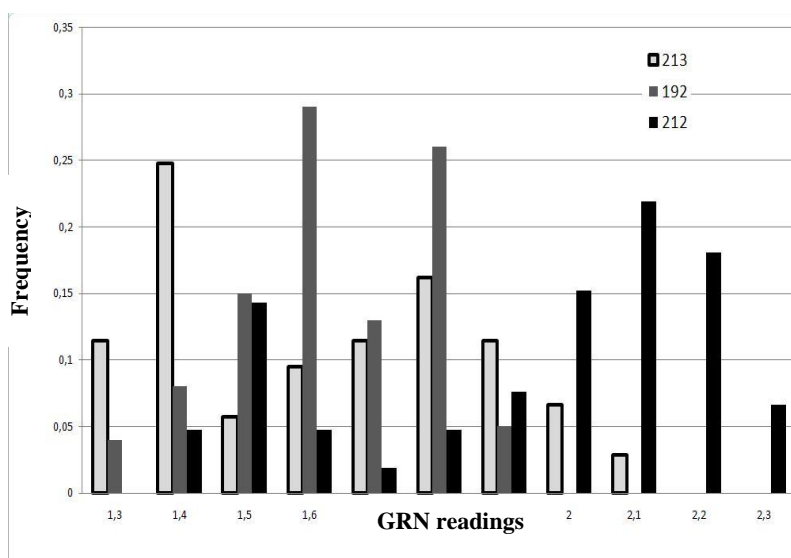


Fig. 2. Value distribution of gamma-ray neutron log readings against Bazhenov suite argillites in J1 reservoir logs with diverse productivity

ASL readings show that the boundary between Bazhenov and Vasyugan suites is sharper than the one between Bazhenov and Kulomzinsk suites (Fig. 1), that means that the reflecting interface «IIa» (Bazhenov suite base) is more energy expressed as compared to the interface «B» – the top of Bazhenov suite and the boundary of Jura and Cretaceous.

Table

Linear approximation certainty factor values of correlation dependence between readings of diverse productivity well logs techniques

WELL	LOG	CERTAINTY FACTOR VALUE (LINEAR APPROXIMATION)									
		ASL-GRL	ASL-SP	ASL-GRN	ASL-LR	GRL-SP	GRL-GRN	GRL-LR	SP-GRN	SP-LR	GRN-LR
192	CRETAC.	0,14	0,02	0,19	0,05	0,54	0,01	0,75	0,06	0,93	0,07
	BAZHEN.	0,54	0,39	0,33	-0,1	0,66	0,34	0,07	0,07	0,02	0,00
	JR	0,22	0,31	0,06	0,02	0,45	0,30	-0,20	-0,1	0,00	0,10
212	CRETAC.	0,08	0,02	-0,4	-0,3	0,31	0,3	0,00	0,05	0,01	0,10
	BAZHEN.	0,22	0,01	0,08	0,02	0,00	0,56	0,09	0,08	-0,1	0,30
	JR	0,11	0,03	-0,3	-0,2	0,33	0,14	-0,1	-0,1	0,10	0,10
213	CRETAC.	0,12	0,02	-0,2	0,01	0,07	0,01	0,22	0,01	0,21	0,02
	BAZHEN.	0,54	0,03	0,40	0	0,02	0,91	0,07	0,05	-0,4	0,1
	JR	0,00	0,09	-0,3	0,23	0,00	0,00	0,08	-0,1	0,19	0,17

To the greatest extent Bazhenov suite argillites in the studied logs differ from the country rock in correlation dependences between geophysical parameters (Table). From this point of view the most informative dependences are ASL-GRL, ASL-GRN, GRL-GRN and GRN-LR.

2. In spite of the fact that productive reservoirs J1-2 are situated only in Vasyugan suite, geophysical signatures of diverse productive logs differ from each other in the whole, that is within the boundaries of other stratigraphic units. In that way, ASL and GRN readings in the productive well (212) are much higher within the boundaries of the three stratigraphic units. Bazhenov suite argillites give the highest multicurie activity and GRN readings (Fig. 2) in the log of productive well in particular. Logs of diverse productivity differ in correlation dependences as well (Table).

3. Bazhenov suite geophysical data is the most informative productivity characteristic of underlying J1 reservoirs of Upper-Jurassic oil-gas play. Best of all it can be seen in correlation dependences between geophysical signatures (Fig.2, Table).

Table data analysis shows that productive well (212) Bazhenov suite argillites are distinct in weakening of available dependences (ASL-GRL, GRL-GRN), occurrence of new dependences (GRN-LR) and dying-out of the «old» ones.

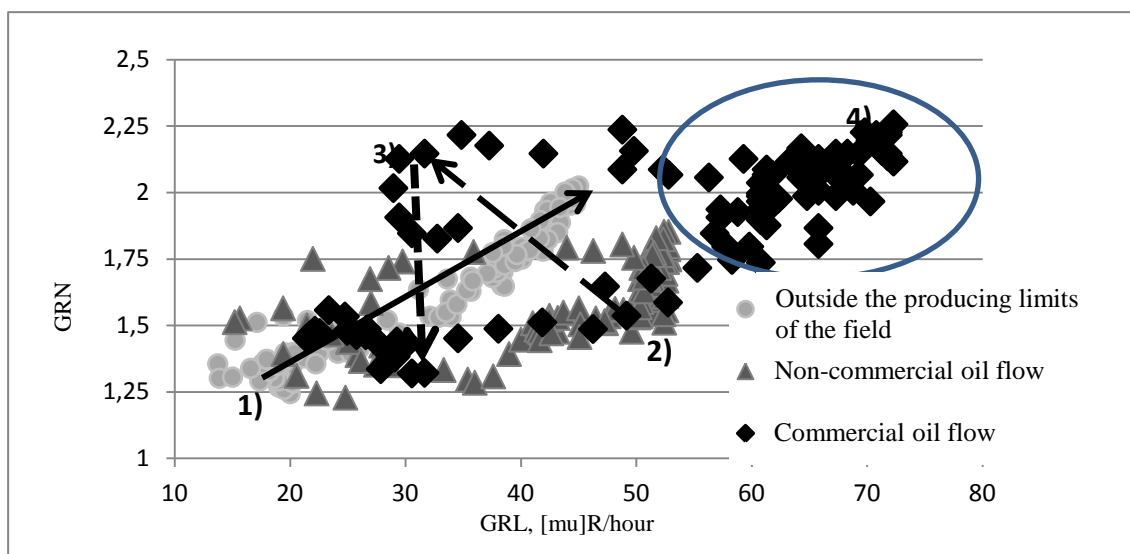


Fig. 3. Upper-Jurassic oil-gas play productivity reflection response in correlation dependence of nuclear logging measurements. Predicted causes of GRL and GRN readings changes: 1) primary bituminization; 2) carbonatization; 3) water intrusion (abnormal high pore pressure); 4) secondary bituminization

As long as the causes of every geophysical parameter change are generally known [1, 2], it is possible to forecast the causes of geophysical difference of Bazhenov suite argillites in the logs that host commercial reservoirs in Upper Jurassic oil-gas play deposits. These include carbonatization that leads to GRL readings decrease and GRN readings increase (Fig. 3), abnormal high pore pressure zones (GRN decrease) and secondary bituminization (?) that increases abnormally Bazhenov suite argillites radioactivity.

Thus, data obtained through well-logging operations (including ASL) carried out in one of West Siberian deposits show the interrelation of Bazhenov suite argillites geophysical description and underlying oil reservoir productivity. Detection of such interrelations in seismic information should be expected as well.

References

1. Dobrynin, V.M., Vendelshtein, Yu.Yu., Kozhevnikov, D.A. Petrophysics. – M.: Nedra, 1991. – 368 p.
2. Nomokonova, G.G., Garus, P.I., Korovin, M.O. Epigenetic changes in hydrocarbon deposits according to geophysical data // Geophysical methods for exploration survey. /ed. L.Ja. Erofeev, V.I. Isaev. - Tomsk: Tomsk Polytechnic University publishing house, 2011. – pp. 184-187.

THE STUDY IN MINERAL COMPOSITION OF SORSKY COPPER-MOLYBDENUM DEPOSIT SOIL

A.V. Butenko, M.Yu. Kapustina

Scientific advisors associate professor A.V. Talovskaya, associate professor I.A. Matveenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The mining industry plays the leading role in the economic activity of Khakassia. The republic produces coal, gold, molybdenum, barite, iron, marble, granite, limestone and many other minerals. Sorsky Cu-Mo-deposit is located within Batenevsky Ridge, the eastern spurs of the Kuznetsk Alatau mountains. The main ore minerals are molybdenite, pyrite, chalcopyrite, the main vein mineral is quartz. The deposit is developed by open pit surface techniques. The quarry mining field has the depth 250 m, the width 1.5 km and 2.5 km in length. The bottom level of the career is 570 m.

Geoenvironmental problems of the deposit are associated with major objects:

Quarry:

- the horizon of groundwater is exploded and depression cones are formed;
- chemical contamination of ground and surface water with molybdenum, copper, fluorine and other elements;
- the explosion in the quarry forms clouds of dust and nitrogen oxide emissions, which cover the town in bad weather conditions;
- the stages of the quarry are destroyed;
- in calm weather the quarry is filled with gas at vehicles operation;
- the area of career is increased.

Waste tips:

- 1) occupying land for waste tips;
- 2) compaction of soil and ground and contraction of underground springs;

3) wind erosion of the gangue

Tailings storage:

1) occupying of fertile land in the valley of the Sora River;

2) dust storms;

3) contamination of surface waters and soils;

4) possible failure of the dam.

The aim of this research is to study the mineral composition of soil samples selected on the territory of Sora copper-molybdenum deposit ("Sorsk Mining. LTD"). The samples were collected within the mining area, the sampling was carried out by the 'envelope' method.

Testing the soil cross-section was carried out within the interval from 0 to 20 cm soil samples weighing not less than 0.5 kg. Each sample is taken from a polished wall pit, starting from the bottom, the middle, or several spots of genetic horizons, and the surface. Definitely, the sample mass should not be less than 1.5 kg. The selected samples were packed in plastic bags and tied with a string. All samples should have the number of observation points. The point samples were collected with a plastic scoop. The preparation of soil samples for analysis is as important as the sampling. It consists of several sequentially occurring phases: pre-drying soil, removing any impurities, grounding soil and sifting it through a sieve with a mesh of diameter of 2, 5 and 1 mm, and then weighting and analysis.

The study of two soil samples was carried out. As a result of studies the particles of both natural (orthoclase, pyrite, calcite, hematite, quartz, molybdenite, biotite, pyrolusite, psilomelane) and anthropogenic origin (slag) were found in soil samples.

By using LMA the elemental composition of sizing samples was determined, besides, the elements of three hazard classes were found.

Thus, the study of chemical composition of soil reveals the source of contamination and establishes the zone of influence of Sorsky copper-molybdenum deposit.

NEW DATA ON RUGOZES OF ALTAI-SAYAN FOLDING

I.A. Dorofeeva

Scientific advisors associate professor N.V. Gumerova, assistant A.Yu. Ostroumova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

This research was conducted on the initiative of the Russian Devonian regional stratigraphic commission of Siberia and the Far East. The aim of this work was to improve the International stratigraphic scale of the Devonian, in the particular clarification of the boundary Middle and Upper Devonian in terms of Kuzbass key sections, because they are the most complete in this region[4]. The objective is to determine the age of founded specimens.

Rugozes (four-rayed corals) were the extinct type of corals, they existed from Middle Ordovician to Permian periods.

They are very important for Paleozoic stratigraphy and clarification of the evolution of coral polyps.

Their figures were horn-shaped or cylindrical. Some organisms had a lid to close the aperture, when they were in danger. The main elements of their structure are septa, bottoms, vesicular tissue. They lived both in colonies and individually.

Corals are divided into three types: four-rayed corals, six-rayed corals, eight-rayed corals. This division depends on how many symmetrical parts we can divide the coral in.

The staff of Russian Academy of Sciences conducted the field work on gathering the marine benthic fauna, spores and pollen from the horizons of the section along the river Izyly near village Vassino.

The underlying strata of the section are interbedded of terrigenous and terrigenous-carbonate deposits of izylinsky horizon. Their age was determined by the spore-pollen analysis. The massive grey limestone with remains of various marine species of corals, brachiopods, conodonts, ostracods, typical for Givetian-Frasnian transgression of the West Siberian Sea.[3]

Due to the study of transparent thin rock sections we have defined the following set of corals: *Peneckiella belskayae* Ivania, *Phillipsastraea astreiformis* Ivania, *Tabulophyllum macconnelli* (Whiteaves) [1, 2]. We studied 30 specimens in the cross and longitudinal sections (Fig. 1-2).

As a result, we have concluded that they belong to the Vassinsky horizon of early Frasnian age.

The description of rugozes:

Peneckiella belskayae Ivania

Material: eight thin rock sections.

Diagnosis: the branchy colony of small cylindrical corallites. There are 36-40 septa of two orders with diameter approximately 5-7 mm. The septa formed the rim. First order septa are thin. The second order septa are half of first order septa. Bottoms are flat and rare. There are 2-3 bottoms on 5 mm.

Age: Middle Devonian, Givetian stage.

Area of distribution: Salair, northwest Kuzbass.

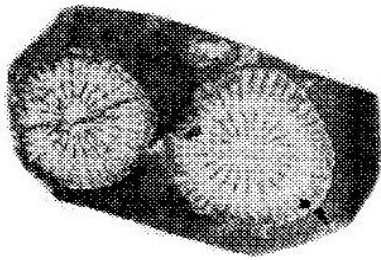


Fig. 1. Cross-section



Fig. 2. Longitudinal section

References

1. Бульванкер Э.З. Девонские четырехлучевые кораллы окраин Кузнецкого бассейна. – Л.: Изд-во ВСЕГЕИ, 1958. – 212 с.
2. Ивания В.А. Девонские кораллы *Rugosa* Саяно-Алтайской горной области. – Томск: Изд-во ТГУ, 1965. – 398 с.
3. Ивания В.А. Девонские четырехлучевые кораллы Салаира и Северного Кузбасса. – Изд-во ТГУ, 1980. – 140 с.
4. Типовые разрезы пограничных отложений среднего и верхнего девона, франского и фаменского ярусов окраин Кузнецкого бассейна. (Материалы V выездной сессии комиссии МСК по девонской системе). – Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 1992. - 136 с.

PHOTON CORRELATION SPECTROSCOPY OF PARTICLE SIZE DISTRIBUTION OF SOLID MATTER

P.S. Dozmorov

Scientific advisors professor A.T. Roslyak, associate professor A.N. Oleynik
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

For a more complete description of the particle size distribution of sedimentary rocks it is necessary to study the size of the particles in the submicron range (nanometer). This is due to the fact that the particle sizes are responsible for the overall size of the surfaces in contacting with oil. The amount of oil remaining in the reservoir after the end of its service in the form of films covering the surface of the grains depends on the particle size distribution of rocks [3].

Currently, light scattering, which is divided into static and dynamic light scattering is used for researching in nano-sized particles [2]. In static light scattering (often also called laser diffraction), in contrast to the dynamic light scattering (often referred to as photon correlation spectroscopy) to determine the particle size we use not change over time, but the angular dependence of scattering intensity. At the present time to determine the size of particles in the nanometer a laser diffraction is used. In this paper the possibility of reliable particle size analysis with the dynamic light scattering using a spectrometer Photocor Complex will be investigated [1].

PHOTOCOR Complex consists of:

1. PHOTOCOR spectrometer;
2. Spectrometer control unit (correlator);
3. Photocor software;
4. Dynals software.

Photocor software

This package includes modules to manage the correlators Photocor-FC, the process of measurement and processing of measurement results using different methods. The package Photocor Software integrated interpreter containing all the commands of Photocor Software and allowing to organize any experimental procedure - from the simplest to the most complex.

Dynals software

The program of analysis of dynamic light scattering Dynals v2.0 is developed by Alango. The program permits to handle Dynals v2.0 data in three ways:

- The regularization method;
- The method of cumulants;
- The method of discrete components treatment.

These methods use different approaches to mathematical processing of analysis results providing a more correct description of particle size, as one temporal autocorrelation function has a lot of mathematical models.

This device implements a method of photon correlation spectroscopy. Photon correlation spectroscopy is a method of studying the structure of gaseous and liquid fluid, based on the analysis of temporal autocorrelation function of scattered light intensity. In this paper a study of this method for the analysis of solids, is conducted.

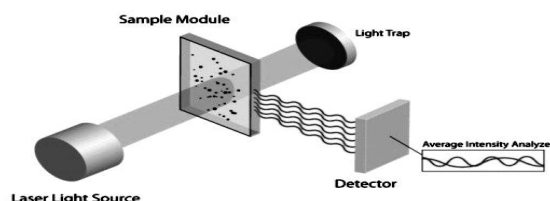


Fig. 1. The principle of operation of the PHOTOCOR spectrometer

The principle of operation of the Photocor spectrometer is as follows (Fig. 1). Light, from the laser passing through the liquid under investigation, is scattered on particles present in the fluid. The scattered light is accepted by photon counting system, the signal from the output of which is input to the correlator. The correlator calculates and stores the correlation function of the intensity fluctuations of scattered light. Temporary autocorrelation function of the scattering intensity determines the time scales on which the motion of scattering centers is correlated, that is, depends on their position in previous times. One can determine a self-diffusion coefficient of particles according to the decay rate of this function, and then one can calculate hydrodynamic radius of these particles by means of known Stokes and Einstein's formulas.

Study was to investigate the size of nano-particles taken from crushed samples of oily core by means of electropulse method. As the crushed sample contains particles of different sizes, the sample was sieved, and taken under sieve range of sizes (less than 63µm). However, this particle size range exceeds than possible for the spectrometer (from 10nm to 6µm). Therefore, the sample obtained as a result of the sieve methods was subjected to sedimentation analysis [3], which allowed to analyse the particle size from 3µm up to 63µm. The liquid, in which sedimentation analysis was held, contains particles whose sizes are calculated using a spectrometer. And for the comparative analysis this sample (sample from the spectrometer) is subjected the drying and analysis by microscopy. The analysis results are shown in Figure 2.

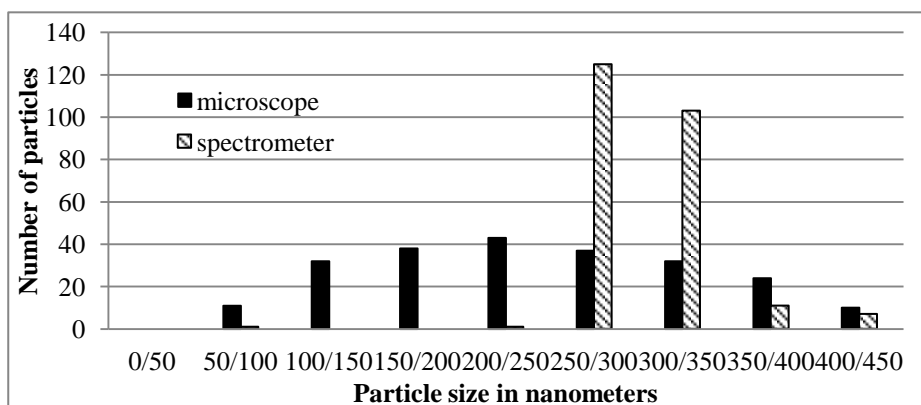


Fig. 2. Quantitative particle size distribution

As seen from the results of preliminary studies, these microscopic and spectroscopic analyses of one sample of the material are substantially different. This difference is primarily due to the fact that the basis of measurements of each method incorporated a variety of physical principles. In microscopy the method of direct observation the measuring of the sizes and particle-counting of each size. In spectroscopy the diffusion coefficient of particles in a liquid by means of which we calculate the particle size is used. Accordingly, each method has its own biases. This confirms the need for a comprehensive methodology for analysing particle size distribution, which would allow to take into account the errors of each method and would give out the analysis, results which describe the given sample more correctly.

References

1. Electronic resource. URL: <http://www.photocor.ru/>
2. Van de Hulst. Light Scattering by Small Particles, Moscow: Publishing House of Foreign Literature, – 1961. p.536
3. Gimatudinov Sh.K. Physics of the oil and gas reservoir: a text-book, – Moscow, "Nedra", – 1971, p.312

**RISK ASSESSMENT OF CHILDREN AND ADULT POPULATION HEALTH
FOR THE ENVIRONMENTAL CHEMICAL POLLUTION****E.A. Dykina**Scientific advisors associate professor N.A. Osipova, associate professor I.A. Matveenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Chemical pollution of the territory is one of the most common types of anthropogenic impacts on the environment. For large industrial centers with advanced multi-production, which include Tomsk, it is relevant and informative to develop appropriate criteria for such evaluation for revealing the danger degree of chemical contamination.

Harmful chemicals in the atmosphere have a pronounced impact on the contamination geochemical parameters of modern urban territories.

The level of permissible anthropogenic impact and, as a consequence, chemical contamination can be predicted by population health conditions. It should be noted that in the development of the threshold approach, the lack of which is recognized in the scientific literature, it is a widely used method for assessing risks to human health from chemical pollution. It was first formulated as a complete concept in the USA [1] and has officially been used in Russia since 2004 [2]. According to this concept as a criterion for environmental risk assessment serves individual carcinogenic risk (an additional number of cancers rate for definite population under the influence of chemical pollution) and the hazard ratio (an indicator of non-carcinogenic effects). In calculating the average daily dose the inhalation intake of pollutants in the human body is to be taken into account.

Calculation of risk is usually carried out using a large amount of information on experimentally determined concentrations of pollutants in the air or taking into account the dispersion model of air impurities. In this paper, risk assessment methodology has been used to assess health risks from chemical contamination as a result of the vehicle exhausts. The fraction of vehicle exhausts in Tomsk is more than 77 percent of the total pollutants' emissions. The experimental results on the measurement of pollutants' concentrations in the busiest intersections of the city (shown on map) for 2008-2009 are used for the calculations. The data are obtained by specialized inspection of Tomsk State Environmental Monitoring and Analysis and published in the website of the Department of Environment and Environmental Administration of Tomsk region (www.green.tsu.ru). The concentrations of the following substances are regularly measured: carbon monoxide (II), nitric oxide (I), benzene, phenol, formaldehyde, lead and copper oxides, particulate matter, hydrogen chloride. According to the risk assessment technique the range of substances for risk assessment was chosen at the first stage. The main criteria for selection are relative frequency and multiplicity of MPC excess. Next, we calculated the average annual concentrations of substances selected for risk assessment at every intersection. Calculation of carcinogenic risk is performed using the formula:

$$CR = 1 - \exp(-SF \times LADD),$$

where CR - individual carcinogenic risk;

LADD - average daily lifetime dose, mg / (kg per day);

SF - carcinogenic potential factor (mg / (kg per day) -1,

(The database on carcinogenic properties of substances is used: <http://www.epa.gov/iris/subst/>).

For calculations the software «Risk Assistant» is used.

In this paper we present and discuss the data on risk calculation of carcinogenic and non-carcinogenic effects under exposure to formaldehyde. Formaldehyde is found in the exhaust gases of automobile engines. It has been estimated that from 2,5 - 3 to 5 - 6 tons of formaldehyde enters into the air annually in the cities of Russia. In most cases the concentrations are within 3-12 mkg/m³ (average daily MPC 3 mkg/m³). In the air of some cities the elevated concentration 100 - 280 mkg/m³ have been registered (Volgograd, Kemerovo, Krasnoyarsk, Norilsk, Omsk, Tolyatti, Usolye-Sibirskoye, etc.) [3].

Our values of individual carcinogenic risks according to the results of monitoring at intersections in terms of formaldehyde air pollution are in the range $5 \times 10^{-7} - 06 \times 10^{-5}$. The mean value amounts 2.7×10^{-6} and does not exceed the acceptable carcinogenic individual risk. Individual risk over the lifetime is in the range of more than 1×10^{-6} , but less than 1×10^{-4} for a zone of conditionally acceptable (acceptable) risk. It is just this level at which most foreign and international environmental organizations recommend to develop their hygienic standards for the population as a whole.

It is interesting to observe the spatial distribution of risk levels. Sampling points or location of intersections are plotted on the city map. Although they are distributed unevenly across the city, an array of points are sufficient for the contouring the risk levels. Therefore, all levels of individual risk mapping are built in data packet Surfer by the Kriging method as it reflects the nature of the data distribution in the most adequate way. The results of mapping are shown in the Figure.

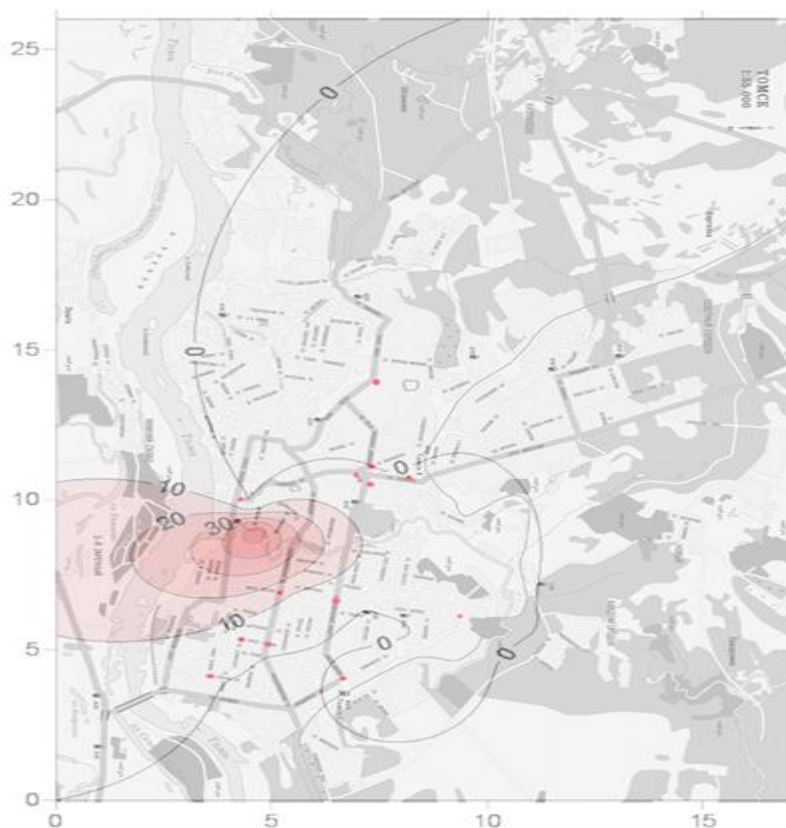


Fig. Ranking the city in terms of individual cancer risk under the exposure of formaldehyde (according to observations of the city intersections)

References

1. U.S. Environmental Protection Agency. (1998). Guidelines for ecological assessment. EPA/630/R-95/002F. Washington, DC.
2. Guidelines for assessing public health risk when exposed to chemicals that pollute the environment. Manual R. 2.1.10.1920-04. M.: Federal Center of Sanitary Inspection Ministry of Public Health, 2004. – 273 p.
3. Assessment of human health risk caused by chemical pollutants of the atmosphere / Ivanova EV, Bykova VV, Osipova NA Atmos. Oceanic Opt, 2006. - V.19. - №.11. pp. 867 - 869.

INCREASING RELIABILITY OF GRANULOMETRIC ROCK ANALYSIS THROUGH SEDIMENTARY AND MICROSCOPIC STUDY CORRELATION

G.A. Eremyan

Scientific advisors professor A.T. Roslyak, senior teacher T.F. Dolgaya
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

In geology the particle size distribution is a sedimentary rock fundamental characteristic, which allows to carry out the correct interpretation of the geophysical survey, to assess the capacitive and hydrodynamic properties of hydrocarbon reservoirs. It is also used in many areas. For example, it determines the fertility of the soil. It is of practical importance in solving environmental problems in the pharmaceutical, construction, drilling, and in many other industries.

For a substantial improvement of techniques to analyze the granulometric composition of sedimentary rocks it is necessary to create the method providing the whole range particle size analysis for a given core sample. In addition, the physical principles of the analysis should correlate with the physical foundations of sedimentary rock formation. These conditions most fully satisfy the combination of microscopic methods, and sedimentary analysis [1]. In this paper we attempt to improve the reliability of particle size analysis of sedimentary rocks through the creation of comprehensive analysis method, including simultaneous study of the same rock sample by counting microscopy and weight sedimentation.

The study of particle size distribution was carried out by the microscopic analysis using modern computerized microscope "Olympus" with the software that allows to save and organize images of particle size samples. The microscope is equipped with the software «Image Scope S» to control a digital camera and preview images on a PC monitor. Figure 1 shows the sample through the microscope field of view.



Fig. 1. Sample through the microscope field of view

The Institute of Natural Resources developed the particles weight sedimentation method from the so-called start layer, which provides the direct measurement of the particles sedimentation rate and the weight of accumulated sediment at the receiving cup [2]. The start sedimentation layer significantly expands the range of measured particle sizes (0.001 - 0.5 mm), provides a continuous record of the cumulative function of sediment accumulation and, consequently, a continuous particle size distribution without any approximation of the empirical equations, the direct measurement of particles sedimentation rate, including irregular shape particles.

The method of particles sedimentation from the so-called start deposition layer provides the same height to all the particles of the sample powder. As a result, it records all, even the largest particles. (These are the usual methods of sedimentation analysis of time to reach the bottom of the cell prior to measurement).

The particles of the sample deposited in the fluid at a constant rate, which in turn depends on the particle size, density of the material, density and viscosity of the fluid. In the process of particles deposition in the receiving cup these are weighed continuously by the highly sensitive system. The measurement data are stored in the computer.

The computer via the communication unit analyzes the signal, proportional to the number of the deposited particles as a function of time and in accordance with the laws of physical resistance, and reasonable methods of approximation of the expected size distribution of the sample. Particles size calculation is not only to Stokes' law, but also to other, more precise, the laws in accordance with the sedimentation rate. The sensitive system of the instrument that measures the amount of the deposited particles in time, working strictly within the range of Hooke's law, when the cup micro movements receiving the sediment are directly proportional to the weight of the settled particles. The calculation of the percentage of each size fraction is a computer action on the overall weight of the sample. Therefore, accurate samples weight before analysis is not required.

The research was to study the sample size distribution of the core sample simultaneously by the microscope and weight sedimentometer.

In addition to the standard software «Image Scope S», the microscopic analysis processing result method in MS Excel has been developed, ensuring the representativeness and accuracy of the analysis. The method is based on the constant accumulation of the number and the size of the particles in the analyzed sample, and calculation the basic parameters characterizing the particle size distribution (average size, dispersion, distribution range). In the calculated standard deviations of these parameters and achieved constancy within these limits a reliable analysis has been made [1].

In accordance with this procedure the microscopic analysis of fractions of the core sample with an estimate of the relative errors in determining the percentage content of each fraction has been carried out. The correlation analysis has also been performed to identify the nature of the relative error dependence on the measured particles number. This operation allows you to optimize such a time-consuming process like the microscope analysis. It was found out that to obtain results with an error of no more than 4%, about 1200 particles are enough; instead, we measured 6200. Further, the same core sample was analyzed by the sedimentometer. Fig. 2 shows the calculated relative errors, which provide devices for each fraction. Based on this diagram, we can draw conclusions about the final true particle distribution. The increase in error of the sedimentometer likely occurs due to the increased sedimentation rate with the increasing particle size and Stokes' law violations, as there are signs of the flow turbulence. The microscope gives smaller errors for all fractions, except the first ones. These can be attributed to insufficient resolution of the microscope for the sizes of this fraction. Also, microscopic analysis is very subjective with the manual counting. Results of the same sample studies by different

operators can vary greatly from one to another. This problem will help solve the complex analysis on the basis of an automatic microscope and image software. In the analysis of a sufficient number of particles, we should avoid the subjectivity of the operator and provide extremely useful quantitative information.

The results of both analyses, as well as the newly formulated complex analysis final result are shown in Figure 3.

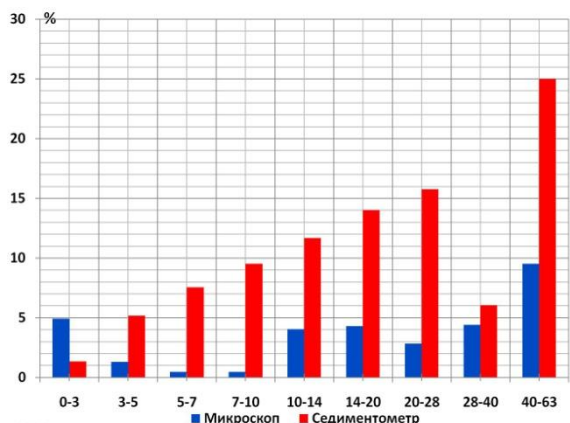


Fig. 2. Relative error of each size group

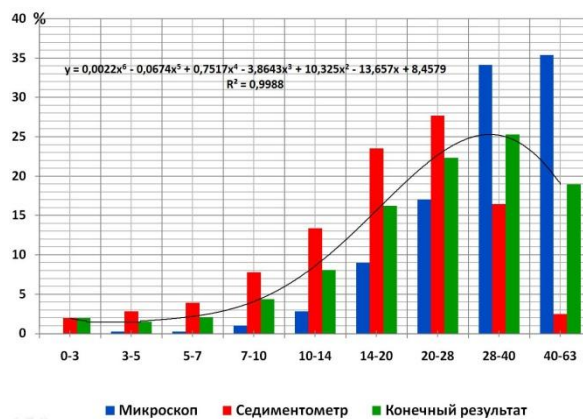


Fig. 3. Relative mass particle distribution

As it is seen from the results of the research, these microscopic and sedimentation analyses of one sample of the material are substantially different. In formulating the final result for fraction 0-3 the micrometer was used as the basis result of the sedimentation analysis; the remaining results of the fractions obtained by both instruments are approximated. Figure 3 shows the trend line, which describes the final distribution obtained by our method. Thus, with the errors compensation of one device to others, we improved the accuracy of granulometric analysis.

References

1. Hiroaki Masuda, Ko Higashitani, Hideto Yoshida. (2006). Powder Technology Handbook, Third Edition. CRC Press. NW. 837 p.
2. Kvesko, N.G., Roslyak, A.T., Dergunov, A.S. Granulometric analysis of rock and drilling fluid based on the layerwise sedimentation // Fundamental and applied mechanics: VI National scientific conference. – Tomsk, TSU, 2008. – pp. 379-380.
3. Nedolivko, N.M. Oil well core sample research. - Tomsk: TPU, 2008. – 156 p.

COMPARISON OF DELIVERY POINT EQUIPMENT CHARACTERISTIC

A.V. Ermolaeva

Scientific advisors associate professor N.V. Chukhareva, senior teacher A.V. Baranova

Delivery points are built in enterprises that are in charge of oil extraction, transportation, storing and processing. There are brief characteristics of oil metering technologies in this article. It also shows their basic advantages and disadvantages and makes comparison of delivery point equipment characteristics. The problem is topical because the economic efficiency of company's activity depends on choice of delivery point equipment.

Let's consider the basic oil metering technologies. According to the State Standard Specification P 8/595 there are the following gross commercial oil metering technologies:

- Direct method of dynamic measurement;
- Indirect method of dynamic measurement;
- Direct method of static measurement;
- Indirect method of static measurement;
- Indirect method based on hydrostatic principle.

The first two methods are carried on by means of "Oil Quantity and Quality Measurement system" (OQQMS). The indirect method of dynamic measurement implies the use of volume flow transducer and stream density transducer. The direct method means the use of the mass flow meter.

According to the State Standard Specification P 8.595 "Mass of oil and petrochemicals. Basic specification of measurement techniques", the following relative errors of gross oil weight are assumed:

- 0,40 % - direct method of static measurement;
- 0,25 % - direct and indirect method of dynamic measurement;
- 0,50 % - indirect method of static measurement.

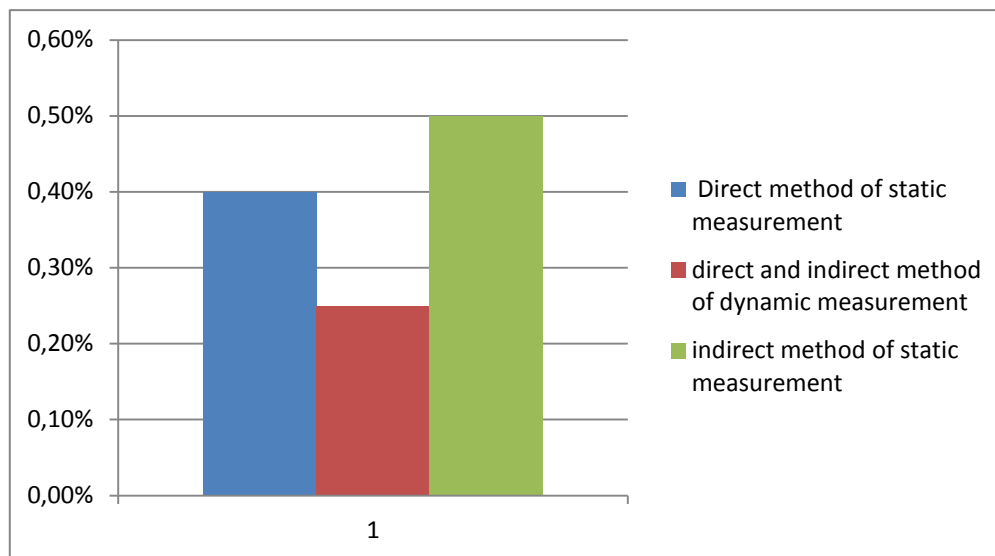


Fig. 1. Comparison characteristics of measurement techniques.

Thus, the direct or indirect method of dynamic measurements is the most accurate. However, the increase of measurement accuracy leads to additional investments in effective technological equipment.

To increase measurement accuracy it is required to conduct feasibility study of such actions.

Any attempt to increase measurement accuracy is economically feasible if it reduces metrological costs, i.e. it reduces product costs and increases company's profit.

While calculating the metrological costs it is necessary to consider the value change in time of their separate components. The costs should be expressed either for a production unit or for annual production volume (in money terms).

It is necessary to consider all production sites where the metrological action can change metrological costs. Thus, the increase of measurement accuracy in one site of technological process can cause the increase of expenses due to more expensive measurement means and increase in "elimination" of defective details but at the same time it can decrease the expenses on assembly and adjustment of a product on the other production site. In such cases, though metrological costs are assessed for a particular site or a set of sites of a technological process it is necessary to take into account all the changes in production cost resulted from metrological improvement. [4]

Thus, calculating metrological costs it is necessary for the costs to be led to a particular production volume (unit).

To calculate metrological costs of a company it is necessary to estimate direct expenses on measurements, expenses on measurement equipment service and losses caused by measurement errors.

The measurement error of the most important measured parameters can be considered as adequate to efficient measurements if the following condition is satisfied:

$0,15 < E/L < 15$, where: E- measurement expenses for a settlement period (for example, the average reduced costs);

L- losses caused by measurement error for the same period.

If $E/L < 0,15$ it is necessary to reduce the measurement error, thus the corresponding actions will be economically justified, and the more loss value is, the more economic benefit these actions will bring.

If $E/L > 15$ the measurement error can be increased by implementing less accurate and expensive measuring equipment or by simplifying the metrological service, thus the more expenses value is, the more economic benefits this action will give. [2].

Thus it is possible to deduce the following algorithm (Fig. 2).

Let's count losses and expenses for a particular delivery point. Let us assume that, that the basic measurement system is "Oil Quality and Quantity Measurement System", the reserve scheme is the indirect method based on a hydrostatic principle, i.e. oil metering method in m^3 (tanks). We shall consider both metering schemes. The calculation basis is the greatest possible error, according to State Standard Specification P8.595, in the first case the measurement error is $\pm 0,25\%$, in the second case $\pm 0,50\%$.

Let us assume the flow rate is 250 ton/hour. The delivery is once a day and lasts 5 hours, that makes $V = 250 \cdot 5 \cdot 365 = 456250$ ton annual volume of transported fluid. Adjusted for errors, it is in the first case $456250 \pm 1140,625$, and in the second case, it makes $456250 \pm 2281,25$. Total difference makes $\pm 1140,625$ tons a year, or 8531,875 barrels.

Let one barrel of oil cost 100 \$, in conversion to rubles it makes: $8531,875 \cdot 100 \cdot 30 = 25595625$ roubles. The average service life of OQQMS is 10 years, that is the company's 10-year loss is 255956250 ruble. The MSOQQ cost varies from 10 up to 40 million rubles. Let's take the maximum cost as a base of calculation, thus $E/L = 40000000 / 255956250 = 0,149$.

The obtained results are shown in the Table.

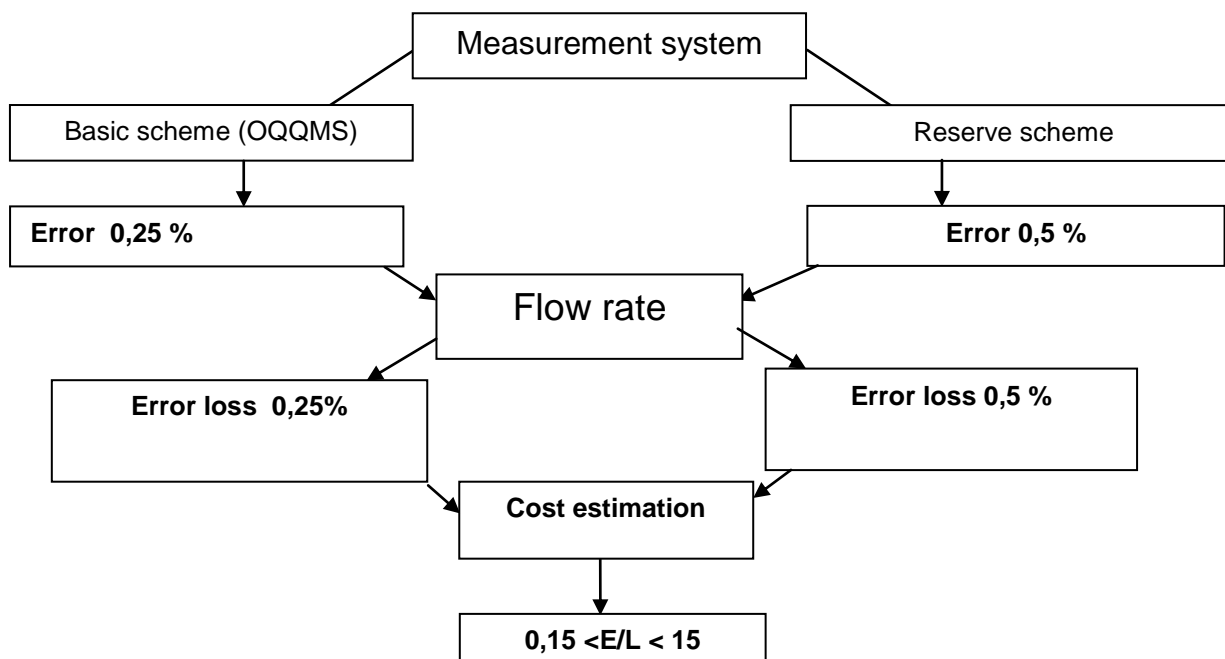


Fig. 2. Algorithm to estimate losses caused by measurement errors

Calculation of losses and expenses for a particular delivery point

Table

Measurement system	Basic scheme (The Oil Quantity and Quality Measurement System).	Reserve scheme (tank)
Mass flow, tons/hour	250	250
Year pumping volume, tons	456250	456250
Error of measurement system, %	0,25	0,5
Loss caused by measurement system error, tons	1140,625	2281,25
Loss caused by measurement system error, barrel	8531,875	17063,75
Money expenses, roubles	25595625	51191250
Total loss by life		255956250
Cost estimation	$0,15 < E/L < 15$ $E/L=0,149$	

Thus, the conclusion is that the use of OQQMS is efficient, and economic benefit considerably increases when the volume of transported fluid rises.

References

1. GOST P 8.595. Weight of oil and mineral oil. The general requirements to measurement techniques.
2. МИ2233-2000. Maintenance of measurement efficiency in technological processes management.
3. GOST 2517-85. Oil and mineral oil. Methods of sampling.
4. МИ2301-2000. Maintenance of measurement efficiency in technological processes management. Methods and ways of measurement accuracy increase.
5. Weinstock, W.M. Pipeline transport of oil. Volume 2. - M.: "Open Company", 2002. - 407 p.

STUDYING OF THE URANIUM CONTENT IN THE SAMPLES OF SOLID AND LIQUID PHASES OF SNOWMELT WATER FROM TOMSK AND MOLCHANOVSKY AREA OF THE TOMSK REGION**O.V. Frank**Scientific advisors associate professor A.V. Talovskaya, associate professor I.A. Matveenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

In many cities of Russia and foreign countries, the environmental situation is close to critical. The most heavily technogenic geochemical impact on the environment and the population is manifested in the large industrial centers, which are already are man-made geochemical and biogeochemical subprovinces in terms of pollution level and areas of the anomalies of contaminants. Cities themselves act as powerful sources of man-made substances are included in the regional migration cycles [4]. In our case, Tomsk and Molchanovsky areas of the Tomsk region can be considered as man-made sources of environmental pollution.

Since the 1990's the study of environmental pollution, including soil and snow cover, has been performed at the Department of Geoecology and Geochemistry of Tomsk Polytechnic University by L.P. Rikhvanov, E.G. Yazikov, S.I. Sarnaev, A.J. Shatilov, V.V. Archangelsky and others [4].

Preparation of this work was caused by the necessity of generalization of research geochemical composition of depositing natural environments in the Tomsk region for the solution of theoretical and practical problems with current realities of life.

Material for studying uranium concentrations in the areas under study is the samples taken in February and March 2011, by a student of group 2670 Filimonenko E.A. and employees of the Department GEGH during snow geochemical shooting at the Tomsk and Molchanovsky areas of the Tomsk region. The objects of studying are the Tomsk and Molchanovsky areas located in the south-east of the Tomsk region. As the study areas two localities in the Tomsk region - Samus and Naumovka, as well as a town in the Molchanovsky area - Sulzat were selected. The subject of studying is samples of solid residue of snow and snowmelt water.

The studying of samples of solid and liquid phases of snowmelt water was carried out by snow sampling in winter, according to GOST 17.1.5.05-85 [1].

The studying of uranium content in snowmelt water and snow solid residue in Tomsk and Molchanovsky areas of the Tomsk region was made with the use of fluorimetric and instrumental neutron activation analysis, respectively. Methodology for fluorimetric analysis involves measuring the mass concentration of uranium in samples of natural, drinking and waste water by the luminescence method for fluid analyzer "Fluorat-02-2M". The range of measured concentrations in the water sample was 0,002-1.0 mg/dm³. The detection limit is 0.1 U mg/kg for Th - 0.2 mg/kg. Measurement of the uranium concentration in the samples: a single tube placed 5 cm³ distilled water, with feeder injected 0.5 cm³ sample and 0.5 cm³ of sodium polysilicate. The solution was stirred and placed in a cuvette of the analyzer. The measure of uranium concentration was performed in the "Measurement" mode [2].

The method of neutron activation analysis is the irradiation of samples in the reactor thermal neutron flux and the subsequent measurement of the induced activity in the gamma-ray spectrometer with semiconductor detectors. The duration of the irradiation of samples with high content of rare earth elements (REE) is 4-6 hours and 10-20 hours for samples with low REE. As a result of irradiation in the sample a number of radioactive isotopes raises, which are derived from isotopes of the elements found in the sample, either in the form of impurities or macrocomponents. Thus, the future challenge is to measure the intensity of the radioactive isotope in the background radiation from other radioactive isotopes present in the sample. At the end of irradiation, the activated samples immediately are divided into groups of 7-10 pieces in a protective box and sent for measurement to gamma-spectrometer. The levels of uranium accumulation less than 1 g/t is not detected by this method due to interfering components, whereas the thorium content at this level is determined with sufficient reliability [3].

The values of uranium content in the snow solid residue in the studied items that are defined by INAA (Samus, Naumovka, Sulzat) range from 1.00 to 6.42 mg/kg, with an average value: 4.24 mg/kg (Samus), 5.86 mg/kg (Naumovka), 1.72 mg/kg (Sulzat), with a background of 0.2 mg/kg. Therefore, elevated uranium concentrations in the solid residue of snow are observed in Tomsk and Molchanovsky areas (i.e. in all towns without exception) (see Table).

The values of uranium content in snowmelt water in the same studied points defined by fluorimetric analysis, range from 1×10^{-7} to 0.654 microg/L, with an average value for the unfiltered water: 0.161 microg/L (Samus), 0.056 microg/L (Naumovka), 0.119 microg/L (Sulzat) in the background of 0.119 microg/L (see Table). The greatest amount of uranium concentrates is in the snowmelt water of Naumovka - namely, in the central square. It should also be noted that the values of uranium content in excess of background can be traced in Samus (in the southern part of entry to Tomsk).

In general, in the Tomsk and Molchanov areas uranium content in snowmelt water is below the detection limit. Regarding the uranium content in the snow solid residue one can say that in all settlements fairly high concentrations (that is greater than background) of this radioactive element are observed.

Features of the content of radioactive elements (in our case U) in the solid-phase precipitates of snow cover (and in the snow cover) in the studied areas are determined by the specific industries. These areas (Samus, Naumovka, Sulzat) are located in the far zone of the Siberian Chemical Combine (SCC) impact due to the high volatility of uranium hexafluoride (UF₆). It is well known that the effect of SCC with its powerful fuel and energy sector goes far beyond the sanitary protection zone (SPZ) [5]. The total area of the sanitary protection zone of SCC is 192 km² with the length of 240 km around the perimeter, including along the banks of the rivers Tom and Ob - 75 km. Therefore Naumovka fell

under the influence of the accident in 1993 at the SCC. Here, the area of uranium distribution is defined by the basic wind pattern.

Table

The uranium content in snowmelt water and snow solid residue (in Tomsk and Molchanovsky areas)

№	Locality	Code	Description	Date	U, solid residue of snow (mg/kg)	U, water (microg/L)					
						U	F	U	F	U	F
1	Samus	C-1	South, exit from Tomsk	26.03.2011	4.68	1	1	0,161	1		
2	Samus	C-2	South, exit from Tomsk	26.03.2011	4.23	1	0,126	1	1		
3	Samus	C-3	enter to the village	26.03.2011	3.76	1	1	1	1		
4	Samus	C-4	enter to the village	26.03.2011	4.67	1	1	1	1		
5	Samus	C-5	enter to the village	26.03.2011	4.07	1	1	1	1		
6	Samus	C-6	enter to the village	26.03.2011	4.03	1	1	1	1		
Mean U in the Samus (microg/L)					4.24	In the unfiltered water – 0.161 In the filtered water – 0.126					
7	Naumovka	1-H	near the farm	26.03.2011	5.40	1	1	1	1		
8	Naumovka	2-H	6, Proletarian St.	26.03.2011	6.25	1	1	1	1		
9	Naumovka	3-H	Central Square	26.03.2011	6.42	0.654	0.101	1	1	0.016	0.043
10	Naumovka	4-H	Sovetskaya St.	26.03.2011	5.56	1	1	1	1	1	1
11	Naumovka	5-H	Michurina St.	26.03.2011	5.65	1	1	1	1	0.060	0.072
Mean U in Naumovka (microg/L)					5.86	In the unfiltered water – 0.056 In the filtered water – 0.017					
12	Sulzat	2=1	eastern margin of the village	21.02.2011	1.00	1	1	1	1	1	1
13	Sulzat	2=2	middle slope	21.02.2011	2.90	0.119	1	1	1	1	1
14	Sulzat	2=3	northern part of the village	21.02.2011	1.65	1	1	1	1	1	1
15	Sulzat	2=4	LPZ, center of the village	21.02.2011	1.49	1	1	1	1		
16	Sulzat	2=5	western margin of the village	21.02.2011	1.54	1	1	1	1		
Mean U in Sulzat (microg/L)					1.72	In the unfiltered water – 0.119 In the filtered water – 1 (below the detection limit)					

Note: U – unfiltered water, F – filtered water.

Thus, we can draw the following conclusions:

- Results of neutron activation analysis revealed that in samples of snow solid residue of Tomsk region particularly high concentration of U in comparison with the background value equal to 0.2 mg/kg are marked.
- Results of fluorimetric analysis revealed that in the settlements of Samus, Naumovka and Sulzat uranium is concentrated more in the unfiltered water. We can assume the reason for this is the fact that uranium is adsorbed in dust particles or in soluble form that can not be determined yet.

References

1. Standard 17.1.5.05-85. The Nature Conservancy. Hydrosphere. General requirements for sampling of surface and marine waters, ice and atmosphere. Put into effect the decision of Gosstandart of the USSR from March 25, 1985 N 774.
2. The method of measurement of mass concentration of uranium in samples of natural, potable water and sewage fluorimetric method using liquid analyzer "Fluorat-02." – St. Petersburg, 2007. – 40 p.
3. Methods of investigation of radioactive ores and minerals: a training manual / Ed. A.V. Volostnov. – Tomsk Polytechnic University Publishing, 2010. – 162 p.
4. Yazikov E.G., Talovskaya A.V., Zhornyak L.V. Assessment of ecological-geochemical state of the territory of Tomsk according to the study of dust aerosols and soils. – Tomsk: Publishing house of Tomsk Polytechnic University, 2010. – 264 p.
5. Yazikov E.G. Ecogeochimistry urbanized areas of southern West Siberia: Abstract. Dees. on the degree of Doctor of geological-miner. of Sciences. – Tomsk, 2006. – 47 p.

DEVELOPMENT OF HYDROIMPULSIVE ROCK FAILURE DEVICE IN ROTARY PERCUSSION DRILLING

D.V. Fedin

Scientific advisors professor L.A. Saruev, associate professor T.V. Korotchenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Today, there is a great need for drilling small diameter wells (40...70 mm). They can be applied both in exploration and different technical purposes.

Rotary-percussion drilling machines are frequently used for rock formations that are medium to hard all the way through. They are widely-applied in underground drilling, i.e. drilling small diameter holes with non-core drill tools within a full-scale geological cross-section and exploration drilling with formation cutting sampling.

The development of hydraulic impulsive mechanisms is considered to be perspective within rotary percusion drilling. The study of rotary drilling bit by the interference of high-energy elastic vibrations has proved the possibility to intensify 2 to 2,5 times rock failure process, to increase 1,5 to 2 times drilling bit wear-resistance, due to the 2...3 category change according to the Protodyakonov Scale of Rock Hardness to extend the field of rotary well drilling application, including 40...70% increase in work performance [1].

The application of hydroimpulsive mechanism in drilling rigs contributes to rock failure intensification due to the decrease of rock dynamic characteristics.

Having considered the all above-mentioned facts, the following hydroimpulsive device (Fig. 1) has been developed. It can be applied instead of a drill stem in rotary-percussion drilling rigs or as a source of high energy directional elastic vibrations for rotary drilling [1].

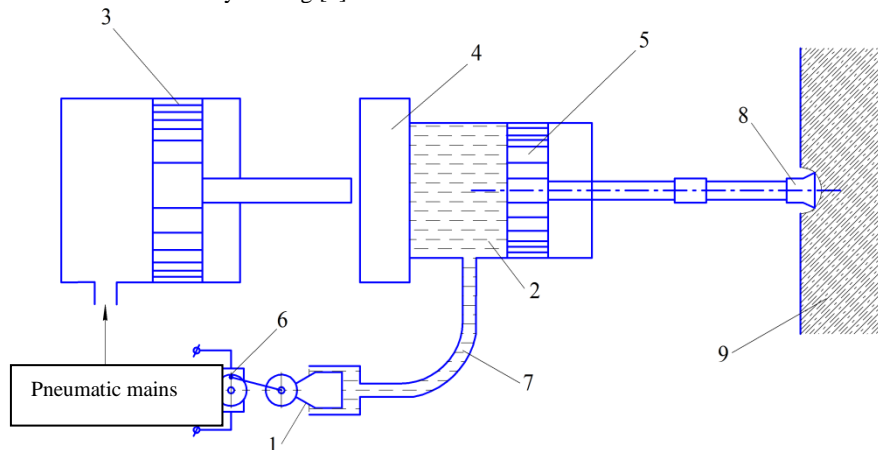


Fig. 1. Hydroimpulsive Device Principle Diagram: 1) hydro pulsator; 2) trapped fluid volume; 3) Pneumo feeder; 4) active mass with hydraulic cylinder type; 5) hydraulic cylinder piston with drill stem liner; 6) electric motor; 7) high pressure hose; 8) rock-cutting tool; 9) rock

It is possible to identify two vibration contours to form power pulses in the above-given device. The first vibration contour is hydro pulsator which creates fluid pressure fluctuations, while the second is trapped fluid itself.

The potential energy of the air compressed in the feeder 3 acting upon an active mass 4 converts into its kinetic energy. The active mass exerting influence on the trapped fluid volume converts its kinetic energy to the potential energy of the deformed hose 7. The deformation of high pressure hose will continue until the mass kinetic energy is over. The hydro pulsator 1 insures the presence of forced vibrations in the system.

Fluid pressure pulses are formed in the following way. During hydro pulsator work, the plunger pushes regularly the fluid to the enclosed volume creating additional pressure in the hydraulic cylinder and high pressure hose (Fig. 2). Due to the hose non-linear dependence of pressure variation p on volume change V , fluid pressure fluctuations

are created by plunge sinusoidal vibrations in the second vibration contour. Because of poor elasticity of pneumatic spring the oscillation of hydraulic cylinder with the active mass is built-up. The fluid pressure pulses which are transferred from the piston to the drill stem, are created when the mass transferring to the bottom hole and operation mode being close to resonant one.

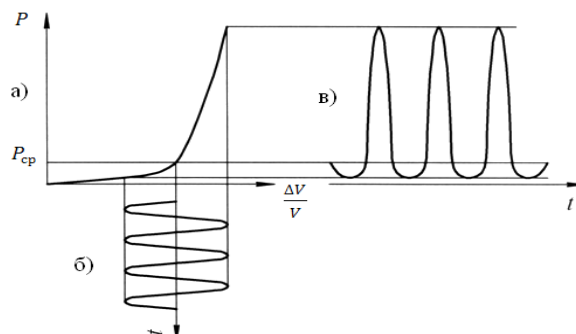


Fig. 2. Pressure Pulse Formation in Hydraulic Power Cylinder Working Space:
a) non-linear characteristic of trapped fluid volume and hydroimpulsive device high-pressure hose;
b) diagram of high-pressure hose volume relative variation; c) pressure pulses in hydraulic power cylinder working space

During the experimental investigations, the pressure drop ΔP exceeds 12 MPa (from 0,5...0,7 to 13 MPa) in the hydraulic cylinder, with the length L and diameter D of the high-pressure hose being 1,16 m and 20 mm correspondingly, hydro pulsator frequency ω_2 being 50 Hz and fluid volume ΔV , displaced by the hydro pulsator plunge into the closed cavity, being 18 cm^3 .

The experiments have revealed that in a case of steady operation pressure pulses are created during plunge and mass compressing the fluid volume, i.e. when hydro pulsator plunge compressing the fluid, active mass transfers to the bottom hole. Thus, in the proposed system, strong pulses are created and transferred directly to the bottom hole. That's why the drilling rig equipped with the proposed device does not require any pulse load protection.

The hydroimpulsive device creates the pulses which are more likely to be ideal in comparison with the pulses of conventional percussion drilling machines. The energy of power pulses, obtained in the pilot operation, corresponds the percussion energy of modern drilling machines.

The application of hydroimpulsive device which creates power pulses will allow to intensify hole drilling due to the combination of rotary drilling and distortional waves aimed at rock failure. The developed hydroimpulsive device will insure noise level reduction and drill tool vibration decrease.

References

1. Shadrina A.V., Saruev L.A., Saruev A.L. Drill String Dynamic Processes in Rotary Percussion Drilling Small Diameter Holes. – Tomsk: TPU, 2009. – 175 p.
2. Patent ПМ 71369 РФ. МПК7 E21B 6/02, B25D 16/00. Underground well drilling equipment / A.V. Shadrina, A.A. Kazantsev, L.A. Saruev, A.L. Saruev, 10.03.2008.
3. Patent ПМ 79923 РФ. МПК7 E21B 6/04. Rotary-Percussion Drill Unit / A.A. Kazantsev, A.V. Shadrina, L.A. Saruev, A.L. Saruev. 20.07.2008.
4. Patent ПМ 79924 РФ. МПК7 E21B 6/04. Rotary-Percussion Drill Unit / A.A. Kazantsev, A.V. Shadrina, L.A. Saruev, A.L. Saruev. 20.01.2009.
5. Alimov O.D., Dvornikov L.T. Drilling Equipment. – M.: Mechanical Engineering, 1976. – 295 p.

QUALITY ASSESSMENT OF THE BOTTLED WATER OF TOMSK CITY

P.S. Gnilozub

Scientific advisors associate professor A.A. Hvashevskaya, associate professor A.V. Didenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Water is a key element of human health. While fresh water is a valuable economic resource for every country, availability of clean drinking water has a direct influence on the quality of life of every single person on the planet.

Fresh water world supply makes up a relatively small part - around 3% of the overall water supply - and, considering rapid population growth, availability of the wholesome drinking water develops more and more urgent character.

Widely used before untreated river and spring waters decreases in a fast pace because of significant environmental pollution.

To the majority of consumers, widely-spread water supply system does not appear trustworthy from the point of harmlessness for direct consumption. Therefore current accessibility of bottled water is considered to be the most

acceptable combination of cost and - what is more important- quality of the “pure natural product”- as it is declared by some manufacturers.

Water quality depends on specific concentration of salt and minerals contained in it. Those are essential for good functioning of human body systems. For these reasons quality standards for water market (bottled water in particular) are introduced.

For our research we have selected the most popular pieces of bottled water market for further chemical test on contained mineral components and their concentration. Problems, revealed in the course of analysis, are as follows:

Information about mineral components of water declared by producers on the label of a container does not necessary appear to be complete. In some cases provided information does not correspond to the actual contents of a bottle.

Calculated full mineralization values overall fit the legal standard, yet in the course of treatments natural concentration of some essential elements is changed up to inadmissible levels [2]. For instance, the table below presents the test results of the bottled water “Kluhevaya” (samples have been collected from coolers set in several administrative buildings of Omsk)

Table [1]

Component	MPC (maximum permitted concentration)	Concentration Sample №1			Concentration Sample №2			Concentration Sample №3		
		mg/dm ³	mg-equiv / dm ³	%eqv	mg/dm ³	mg-equiv / dm ³	%eqv	mg/dm ³	mg-equiv / dm ³	%eqv
pH,	6,5-9	7,4			5,96			5,6		
Hydrogen carbonate ion		36,6	0,6	17	6,1	0,1	3	15,25	0,25	7
Sulphate	500	96	2	57	85	1,8	62	100	2,08	59
Chloride	350	32,7	0,93	26	35,5	1	35	42,15	1,2	34
<i>Anion sum</i>			3,54			2,87			3,52	
Calcium		Not found			1	0,05	1	1	0,05	1
Magnesium		19,5	1,6	45	10,4	0,85	30	13,2	1,08	31
Sodium		44,6	1,94	55	45,3	1,97	69	55	2,39	68
Iron, total	0.3	0,004						<0.05		
<i>Cation sum</i>			3,54			2,87			3,52	
Full mineralization		230			183			227		
Chemical type		SO ₄ -Cl-Na-Mg			SO ₄ -Cl-Mg- Na			SO ₄ -Cl-Na-Mg		

The facts to notice are:

- Low level of calcium concentration in the water after treatment.
- Modified chemical type

c) Acid pH level

Considering the outcome of the analysis, the treated water is truly safe for drinking, yet is practically useless due to the lack of essential elements and mineral concentrations.

Conclusions we've reached as a result of the research on the bottled water are the following:

- A. As consumers of bottled water, we need to understand the difference between harmlessness and uselessness of water.
- B. We should consider special qualities of some manufacturers resulting in wrong information on labels of water containers.

References

1. Hvaschevskaya, A.A. Quality Assessment of the Bottled Water of the Tomsk City // CarlsTom 2010 - Contemporary Problems of Water Treatment. Nanoparticles in Water Objects // 5-th Russian-German seminar materials of International practical seminar. – Tomsk, 2010. – p. 88.
6. Kurennoy, V.V., Shvartsev, S.L. Drinking Groundwater: Basic Propositions and methodology of quality assessment // Exploration Works and protection of depth, 2010. - № 7. - pp. 6 -12.

BIOMARKER CHARACTERISTICS OF BASEMENT OILS FROM WHITE TIGER FIELD ON THE SOUTH SHELF OF VIETNAM

Vu Van Hai, Vu Thuy Ngan

Scientific advisors professor O.V Serebrennikova

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The biological marker patterns of crude oils are commonly used for oil/oil and oil/source rock correlation and to assess such source rock attributes as lithology, depositional environment, kerogen type and maturity [1]. Exploration applications of biomarkers rest on the pattern of the oil imprinted by the source rock. However, the source-related biomarkers pattern of oil may have been altered by a number of processes after generation and primary migration (expulsion) from the source rock.

In this paper bicyclic sesquiterpanes, terpanes and steranes in the crude oils from White Tiger field on the shelf of the south of Vietnam were studied using capillary gas chromatography/ mass spectrometry. Oil accumulations occur in the fractured basement below Oligocene sediments.

The results of evaluation suggest as follows:

Bicyclic sesquiterpanes (C₁₅-C₁₇). These compounds recognized easily on m/z 123, they widely present in most crude oils. Bicyclic sesquiterpanes contain tricyclic and pentacyclic terpanoid, which may be markers of higher plant origin or of hopanoid in diagenesis [1]. The ratios between relative concentration of two compounds including 8β(H)-drimane, 8β(H)-homodrimane and C₃₀ hopanes coded as B1 (B1=1.23.82–113.41) and B2 (B2=0.29–29.12) show an abundant contribution in bacteria in depositional environment.

Tricyclic terpanes. Tricyclic terpanes measured on m/z=191. Tricyclic terpanes are often associated with oils from lacustrine origin and sometimes-marine origin, but appear absent in higher plant. Relative high concentrations of C₂₃ tricyclic terpanes in comparison with C₃₀ hopanes of the oils (1.09–4.12) indicate that the oils related to materials of lacustrine and shoreline origins.

Steranes were one of the first groups of biomarkers to be used extensively in petroleum geochemistry. Predominance of C₂₇ steranes in an oil or rock extract would signify an algal or marine input whereas C₂₉ steranes signified the presence of higher plant or terrestrial input. As a whole in the crude oils, in C₂₇–C₂₉ (m/z=217) steranes C₂₇ (45.8–56.3 %) prevails as compared with C₂₈ and C₂₉ steranes. It indicates that these oils were formed in open marine and delta source zones [1].

18α(H)-Oleanane. The component coded as peak O1 on m/z 191 and identified by oleanane/C₃₀ hopane ratio (O1/G) named as H15. Oleanane is thought to be derived from precursors originating in higher plant (Angiosperms) and evolved in Late Cretaceous to recent. The presence of oleanane with low concentration in the oils (H15=0.09–0.14) indicates a small amount of higher plant in original materials.

C₃₀-4-methyl steranes. The components identified on m/z 217 and m/z 231. The 4-methyl steranes are found in both freshwater lacustrine and marine sediments. The oils contain very high concentrations of C₃₀-4-methyl steranes (S8= 25.48–127.85 % rel), relating to dinoflagellates which particularly appearing dominant in the salinity/low salinity/freshwater settings.

Hopane/sterane ratio. Hopanes are derived from precursors in bacterial membranes. High ratios of C₃₀ hopane and steranes calculated by M4 parameter ranging from 81.35-87.92% rel are more indicative of bacterial and/or algal materials in lacustrine environment and characterized for organic producing oil of organic matters of terrestrial origin.

The presence of pentacyclic terpanes is measured by Ts/(Ts+Tm) ratio and often used for assessing thermal maturity. This parameter varies from 0.56 to 0.68 in these oils. Thus they give evidence of high maturity of organic producing oil.

Isomers of C₂₉ααα regular steranes (S and R) observed on m/z 217 and ratio of them values ranging from 0.46–0.52 determine high mature stage of organic-rich producing oil again.

Thus the four oils from White Tiger field mainly generated from bacterial/algal materials with a little amount of higher plant accumulated in estuarine/shoreline environment where have a poor oxic condition, favored for producing hydrocarbon products with good quality in diagenesis.

Table

Analytical result of biomarker parameters on C15 saturated hydrocarbon fraction

Sample	WT-1	WT-2	WT-3	WT-4
Depth, m	3455	3910	4203	4368
8b(H)Drimane (m/z 123)/C ₃₀ Hopane	113.41	1.95	1.23	48.82
8b(H)Homodrimane (m/z 123)/C ₃₀ Hopane	29.12	0.44	0.29	13.56
C ₃₂ Hopanes 22S / (22S+22R)	0.60	0.68	0.62	0.61
C ₃₁ Hopanes 22S / (22S+22R)	0.63	0.26	0.28	0.62
C ₃₀ Hopane/ (Hopane+Moretane)	0.88	0.89	0.89	0.84
C ₂₇ Hopanes Ts / (Ts+Tm)	0.58	0.68	0.68	0.56
C ₃₃ Hopanes 22S / (22S+22R)	0.59	0.79	0.87	0.46
C ₂₉ Diahopane / (Same+Hopane)	0.31	0.31	0.28	0.28
C ₂₃ Tricyclic / C ₃₀ Hopane	4.12	1.09	1.37	3.23
Pentacyclane PI / Hopane	0.16	0.04	0.09	0.20
Oleanane / Hopane	0.09	0.12	0.14	0.09
C ₂₉ Steranes $\alpha\alpha\alpha$ 20S / (20S+20R)	0.39	0.54	0.52	0.38
C ₂₉ Steranes $\alpha\beta\beta$ 20S / (20S+20R)	0.51	0.52	0.51	0.46
C ₂₉ Steranes $\alpha\beta\beta$ / ($\alpha\beta\beta$ + $\alpha\alpha\alpha$)	1.00	1.70	1.67	1.25
Sterane Distribution $\alpha\alpha\alpha$ C ₂₇ %	53.4	55.8	56.3	45.8
Sterane Distribution $\alpha\alpha\alpha$ C ₂₈ %	23.3	18.4	16.6	16.4
Sterane Distribution $\alpha\alpha\alpha$ C ₂₉ %	23.3	25.8	27.1	37.8
Diasteranes Index	13.26	15.43	17.49	15.26
C ₃₀ 4-methyl Sterane As % of C ₂₉ 20 $\alpha\alpha\alpha$ R	25.48	127.85	101.04	66.75
C ₃₀ Hopane/(C ₃₀ Hopane+Sum C ₂₉ Sterane) %	86.45	82.51	81.35	87.92

References

1. Peters, K.E., C.C. Walters, and J.M. Moldowan. (2005). The Biomarker Guide. Cambridge University Press, Cambridge, U.K., 1155 p.

**COMPOSITIONAL FEATURES OF ALKANES IN BASEMENT OILS
FROM WHITE TIGER FIELD (VIETNAM)**

Vu Van Hai, Vu Thuy Ngan

Scientific advisor professor O.V. Serebrennikova

Tomsk National Research Polytechnic University, Tomsk, Russia

The White Tiger oil field, located on the shelf of South-Chinese Sea (Vietnam), contains hydrocarbon accumulations in Miocene, Oligocene sediments and fractured basement rock. The origin of oil in basement is still insufficiently determined [6].

In this paper we report the result of the analysis of molecular composition of five basement oils from White Tiger field in the Cuu Long basin (South Vietnam).

The compositions of oil samples were determined by the method of liquid-adsorption chromatography of the deasphalted oil. The asphaltenes were removed by precipitation, using dry hexane in forty-fold excess (by volume) relative to the crude oil sample. The analysis was carried out on a column packed with two sorbents: SiO₂ (upper part) and Al₂O₃ (2nd degree of activity; lower part) in the ratio of 2:1. The elution of saturated hydrocarbons, aromatic hydrocarbons and resins was carried on using hexane, hexane-benzene (2:1) and benzene-methanol mixture in the volume ratio of 1:1. The saturated and aromatic hydrocarbons were analyzed by gas chromatography (GC) and gas chromatography-mass spectrometry (GC/MS).

The obtained results of n-alkanes and pristane (Pr) and phytane (Ph) in basement oils from White Tiger filed show as follows:

Total content of saturate hydrocarbons, aromatic hydrocarbons of crude oils from White Tiger field varies from 90.5 up to 96.7 % wt. The concentration of resin and asphaltenes varies from 1.8 to up 8.5% wt. The crude oils from White Tiger field are low concentration of asphaltenes (1.0–2.0 % wt.).

The distribution of n-alkanes in crude oils can be used to indicate the organic matter source [1, 2]. Distribution of n-alkanes of crude oils from White Tiger field shows high molecular-weight normal of paraffin components and maximum concentration in the n-C15, n-C20 and n-C26 (Fig. 1). Thus marine organic matters of crude oils from this field suggest from wrack and terrestrial plant.

The carbon preference index (CPI-1) of all studied oils ranging from 1.0 to 1.1 generally shows no even or odd carbon preference, indicate mature samples [3].

The pristane/phytane (Pr/Ph) ratio is one of the most commonly used geochemical parameters and has been used as an indicator of depositional environment with low specificity due to the interferences by thermal maturity and source inputs. Ten Haven et al. stressed that high Pr/Ph (>3) indicates terrigenous input under oxic conditions and low Pr/Ph (<0.8) indicates anoxic/hyper saline or carbonate environments [4].

According to Lijmbach G.W. low values (Pr/Ph<2) indicate aquatic depositional environments including marine, fresh and brackish water (reducing conditions), intermediate values (2–4) indicate fluviomarine and coastal swamp environments [5]. The most of studied oil samples are characterized by pristane/phytane ratio ranging from 1.1 to 1.95 (Table 1), confirming that these oils have been originated from marine organic source deposited reducing conditions.

In the studied oil samples, plot of Pr/n-C17 and Ph/n-C18 displays all oils produced from source rock which failed into mixed organic matter zone and deposited in transitional zone (Estuarine/shoreline).

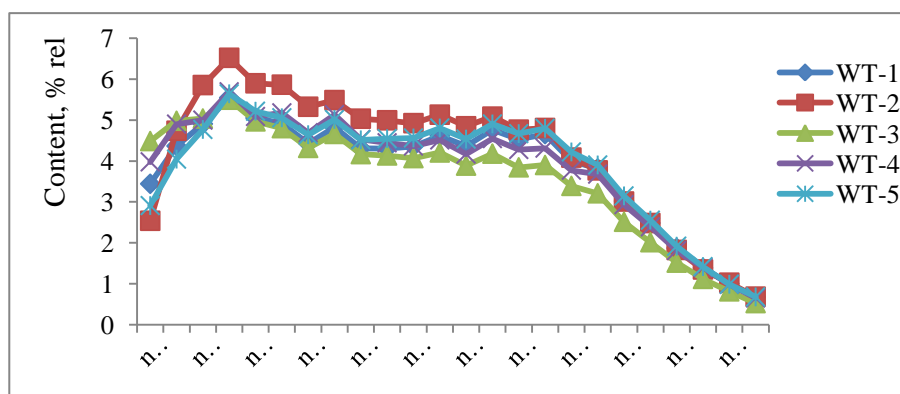


Fig. Distribution of n-alkanes in crude oils from White Tiger filed

On the basis of the studied data for five oils in the White Tiger field some comments drawn out as follows. The hydrocarbon products of these oils in the White Tiger field were produced from the same source of terrestrial origin that includes algae/bacteria rapidly evolved in aquatic environment. Therefore, a little amount of higher plant (Angiosperms) also participated in generating the oils. Organic-rich producing oil deposited in poor oxic condition of estuarine/shoreline environment where favor for accumulation of organic matter from algal and bacterial sources.

References

1. Duan, Y., Ma, L.H. (2011). Lipid geochemistry in a sediment core from Ruergai Marsh deposit (Eastern Qinghai–Tibet Plateau, China). *Organic Geochemistry*. N 32. 1429–1442.
2. Lijmbach, G.W. (1975). On the origin of Petroleum. Abstracts of the 9th World Petroleum Congress. Applied science publishers, London. V. 2. 357–369.
3. Peters, K.E., Moldowan, J.W., Schoell, M. and Hemphkins, W.B. (1985). Petroleum isotopic and biomarker composition related to source rock organic matter and depositional environment. In *advances in organic geochemistry*, eds D. Leythaeuser and J. Rullkotter. *Organic Geochemistry*. Pergamon, Oxford. 1986. N 10. 17–27.
4. Savinykh, Y.V., Vu Van Hai. (2011). Comparative characteristics of molecular composition of basement oils in various regions. Abstracts of the 25th International Meeting Organic Geochemistry. Interlaken, Switzerland. 310.
5. Shanmugam, G. (1985). Significance of coniferous rain forest and related organic matter in generating commercial quantities of oil, Gippsland basin, Australia. *AAPG Bull.* N 69. 1241–1254.
6. Haven, H.L., de Leeuw, J.W., Rullkotter, J., Sinninghe Damste, J.S. (1987). *Nature*. 641.

SOFTWARE TOOL FOR SELECTION OF ENHANCE OIL RECOVERY METHODS IN WESTERN SIBERIA OILFIELDS

E.N. Ivanov, Y.M. Kononov

Scientific advisors professor A.T. Roslyak, associate professor L.M. Bolsunovskaya
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The planning of enhanced oil recovery methods (EOR) is a complex task that requires an integrated approach to solve it. One of the most important stages in the planning of enhanced oil recovery before the reservoir simulation is the selection of methods and preliminary data analysis. This stage is complicated due to the ambiguity of the method selection criteria. Nowadays, to overcome these uncertainties in international practice expert systems and artificial intelligence technologies are increasingly used (Table).

Table

Programs for the selection and evaluation of the applicability of EOR methods

Name of the program	Author of the article with description	Company	Ability to evaluate the applicability of EOR, number of methods	Ability to forecast oil production, number of methods	Used criteria
SWORD	L.M.Surguchev et al.	PETEC Software	11	11	Data base
EORgui	M.Trujillo et al.	Petroleum Solutions	9	6	Taber, Martin, Seright
SelectEOR (PRize)	V.Alvarado et al.	Alberta Research Centre	17	14	Data base, author's
Screening 2.0	M.Trujillo et al.	I.C.P. ECOPETROL	19	2	Lewin, Farouq, Taber, Seright e.t.c.
Expert System	A.M.Shindy et al.	Ciaro University	>10	-	Data base
Expert analytical system	R.R. Ibatullin et al.	TatNIPIneft	>60	-	Data base
Expert system	E.M. Shokir et al.	King Saud University	+	-	Data base

The review shows that most programs are successfully developed and applied abroad. Methods and software for the analytical modeling were effectively used in numerous projects in such countries as USA, Mexico, Venezuela, Colombia, Egypt, and others [1]. But the use of foreign programs is difficult for the Western Siberia oilfields. The reasons of these difficulties are the following:

- the internal database of EOR projects is absent in most companies in Russia and all over the world;
- the sizes of the areas of EOR methods application are very small in comparison to the size of the oilfields [2];
- the EOR application is oriented on the small sections of the oilfields;
- the number of technologies is not so large and mainly includes the physical-chemical technologies.

Thus, for the quick geological-and-physical data analysis in order to screen the oilfields of Tomsk region an electronic applicability matrix with the ability of the calculation of the applicability coefficient for EOR methods was developed [3].

The applicability matrix is based on the applicability criteria, summarized according to the Russian and world literature [1, 4, 5]. Enhanced oil recovery methods used in the program are divided into several groups: hydrodynamic, thermal, chemical, polymer injection, alkalis, flow diverting technology, gas, water alternating gas and air injection. The input data for the matrix are a standard set of geological and physical information: the reservoir type, depth, reservoir pressure, permeability, porosity, temperature, oil viscosity, and others.

A user has a possibility to perform usual and detailed EOR screening. Usual screening is based on the comparison of average reservoir properties with the table applicability criteria. In presented software tool usual screening is performed according to the following scheme:

- an input of initial reservoir data;
- data comparison with the criteria (the number of criteria varies for every method);
- the calculation of each property score by Fuzzy Logic in the range from –1 to 1;
- the calculation of the applicability coefficient of the method in fixed interval.

In the result of program work it is possible to evaluate the EOR applicability and to perform graphs “EOR method – applicability coefficients”. Further procedure of moving to detail screening can involve the construction of

analytical plots, radar plots and the use of integrated knowledge module. In this module there is an opportunity to view EOR criteria and limitations of the methods (Figure).

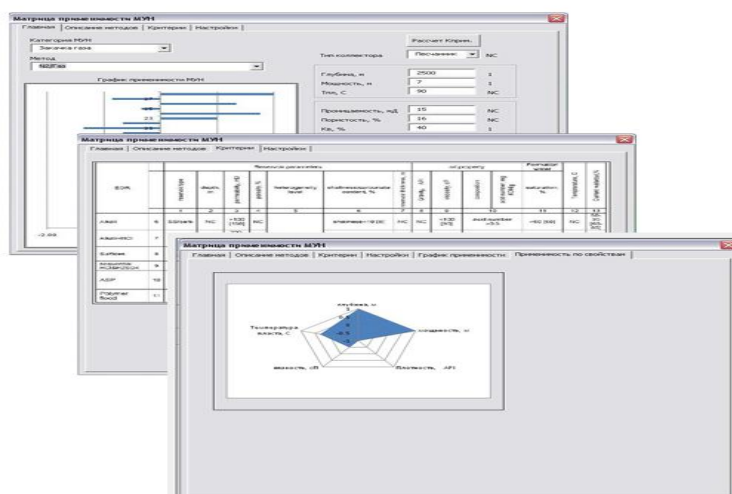


Fig. The window of the program for EOR selection

The goal of the detailed screening is to solve whether investigated field has enough traits in common with famous fields where EOR implementation was. For decision of this problem program contains the geological and physical properties and the summary of more than 300 projects of enhanced oil recovery application in Western Siberia, and other Russian and foreign oilfields. The database is compiled on the basis of public data sources (Oil and Gas Journal, articles, presentations), and the data of Institute of Petroleum Chemistry (Siberian Branch of Russian Academy of Sciences). Thus, it is possible to search the reservoir analogs of applied EOR methods by software tool and to use the experience of previous reservoir development.

The software tool is applicable for the quick analytical evaluation of geological and physical data before the beginning of the reservoir modeling process and it can be supplemented with new techniques and developments in the EOR sphere.

References

1. Alvarado, V., Manrique, E. (2010). Enhanced Oil Recovery. Field Planning and Development Strategies. Gulf Professional Publishing, 244 p.
2. Ibatullin, R.R., Ibragimov, N.G. (2002). Application and method based on artificial intelligence for selection of structures and screening of technologies for enhanced oil recovery. SPE paper 75175, presented at SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. Apr. 13–17. Tulsa, Oklahoma, 9 p.
3. Ivanov, E.N., Kononov, Y.M., Mukhamadiev, R.V. The development of methodics of enhanced oil recovery selection in oilfields on the basis of geological and physical data // Enhanced Oil Recovery – the priority direction of hydrocarbon reproduction: Collected Papers of International Theoretical and Practical Conference (Kazan, 7-8 sep. 2011). – Kazan, 2011, pp. 229-232.
4. Muslimov, R.H. Planning of Incremental Production and EOR Methods Effectiveness Assessment. – Kazan State University Press, 1999.
5. Taber, J.J., Martin, F.D., Seright, R.S. (1997). EOR Screening Criteria Revisited. Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. SPE Reservoir Engineering, V.12, № 3, pp. 189–198.

THE PROBLEM OF WATERPROTECTION ZONES ESTABLISHMENT

D.M. Kaloshina

Scientific advisors associate professor S.V. Seryakov; associate professor D.A Terre
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Russia has huge reserves of fresh water. Water bodies are everywhere used for household needs in Russia, and the volume of water intake and wastes are great. In-stream violation implies a change of natural water and chemical regime of rivers or groundwater as a result of the economic transformation and pollution of watershed area, aquifer, channel storage regulation, water abstraction and discharge of water in the river net.

To prevent violations of water law the necessary condition of water body exploitation is boundary surveying and surface marking of water protection zones, which in theory should regulate human activity at the legislation level [5].

However, at the moment in most cities of Russia there is still no effective coordination between the Federal agencies and local authorities. The watershed development for individual housing construction serves as evidence. This is the consequence of the fact that the watershed areas in most cities of the country's sanitary protection zones have been recorded as imputed units in the original documentation, but the legal establishment of areas was not completed [2].

Sanitary protection and water protection zones are to create a barrier between the enterprises and other facilities, which are sources of harmful chemical, physical and biological impacts on water resources. Overall establishment of buffer zones refers to planning measures of environmental protection from industrial and man-caused pollution.

Nowadays water resources are used everywhere, in all major areas of production such as agriculture, mining, oil and gas, manufacturing industry. Today it is obvious that in some regions of the country - in Central Russia, the North Caucasus and the Far East, drinking water becomes deficit and it is available on schedule, the particularly striking example, which is known to the whole country is the Far East.

Water bodies are polluted everywhere. According to the Resolution of the Federal Service for Ecological, Technological and Nuclear Supervision on April 2, 2008, "The legislation of the Russian Federation does not define the concept of "environmental damage", "environmental burdens", the problem of liability for environmental burdens caused by performed economic activity is not regulated. No method of identifying, recording and evaluating "environmental damage" associated with economic activities is developed. However, in 2011 the problem has attracted the attention of the President. On June, 9 the Russian President Dmitry Medvedev met with the representatives of environmental non-governmental organizations and the question about the environmental damage gained from the previous economic activity of enterprises was raised. During the meeting, experts have come to the conclusion that the elimination of the consequences of such activities of Soviet period should not fall on the shoulders of the current land owners and must be implemented within the framework of government programs. Moreover, after the meeting the President Dmitry Medvedev gave instructions to the Russian government at the State Council in Dzerzhinsk, concerning the need for the legislation of the concept of "accumulated environmental damage" [1].

But, unfortunately, the panel discussion "Problems of legal regulation of accumulated environmental damage in the Russian Federation" held on December 16, 2011 in the Public Chamber of the Russian Federation in Moscow showed that "the concept of "accumulated environmental damage" as well as the order of registration and ranking of contaminated areas with the accumulated environmental damage were not formalized in legislation, the relevant state programs were not developed and the financing sources are not determined" [4].

Based on the regulations of the Water Code of the Russian Federation (Part 2. Art. 8), there occurs the definition of water bodies as "bodies that are owned by the Russian Federation (federal property) ... Surface water bodies being in a state or municipal ownership represent shared resources, that is publicly available water bodies... Every citizen has the right to have a free access to water bodies and use them for personal and domestic needs ... and (WC RF - Part 1. Art. 6.) "The strip of land along the shoreline of a water body is available for shared use ...".

However, the right for private use of water bodies is owned by (Part 2, Art. 9 the WC RF): "Individuals, legal entities who are entitled to use surface water bodies on the grounds and in the manner specified in Chapter 3 of this Code.", i.e. according to the Water Use Agreement.

The terms of this agreement include the period, purpose, types and conditions of water body use, user fees, the water body use termination procedure and the contractors' liability for the violation of its terms. The latter condition is considered in more details in the Art. 18, Part. 3 WC RF, which provides liability for any failure to perform or improper performance of the obligations under the agreement, delayed water use payment and responsibility for the withdrawal of water in amounts which exceed the limits of water taking regulated in the agreement. These liabilities impose fines.

Moreover, the separate chapter considers the responsibility for violation of water legislation (Art. 68, Part 7 WC RF) - administrative and criminal responsibility for violation of water legislation, and (Art. 69, Part. 7 WC RF) - the need for compensation of damage to water bodies according to the Order of the Ministry of Natural Resources from 13.04.2009 N 87 "On Approval of methods for calculating the extent of damages caused to water bodies due to violation of water legislation."

However, the peculiarity of protection zones boundaries and shoreline belts arises from the fact that they are not restricted to linear natural formations or manmade facilities and therefore are not clearly identified in terms of terrain. The setting of water protection zones and shoreline belt boundaries on the ground through special information signs is the only way provided by law at the present time. According to the Water Code of the Russian Federation (Part 18 of Art. 65) special information signs should be placed throughout the borders of protection zones and shoreline belts of water bodies at the characteristic points of relief, as well as at the localities where roads cross water bodies, both recreation areas and other places of major citizen residence.

This implies that there should be identification signs around almost each water body in the Russian Federation.

The analysis of different publications on the subject, regulations, orders, and the entire the Water Code makes it possible to conclude that anyone can make use of water resources and become their private owner but only some take the responsibility if any at all and the extent of this liability does not correspond to the damage caused to nature. There are laws which regulate the responsibility of users, but in reality they do not work.

The local authorities are trying to contend with both pollution of small rivers, and floods, however, it is still a hard task. If the payments for the use of water resources, the so-called water tax, remain the part of the local budget of Russia, the penalty paid for the pollution of rivers pertain to the federal budget. On the other hand, for example, in some foreign countries when evaluating the environmental damage, the courts give preference to cost methods to measure it, whereby the amount of damage is determined in terms of expenses for its compensation and the cost of damaged or destroyed natural resources. This value also includes damage to property, health, and the lost income. For a more

objective evaluation of environmental damage the standards of liability for past and present damages based on the environmental appraisal of the site performed before making a deal are applicable unconditionally everywhere.

The considerations of the above mentioned make me propose to develop particular measures to regulate and punish violators of the ecological state of water resources through the establishment of a special commission, whose jurisdiction would be assignment of water resources for use, as well as environmental impact assessment of the body. In addition, it is necessary to make an amendment to one of the articles of the Water Codex, "the need for environmental impact assessment of water body and water protection zones prior to the beginning of the water use agreement". When one can visually evaluate the state of the body "before" and "after" the exploitation of the resource, the liability assessment objectivity increases. It is also necessary to increase the degree of responsibility, including criminal one at any area, where an offence against the law will be clearly detected. It is believed that such measures will be much more effective to control the ecological condition and sanitary zones of water resources and the resource depletion as well.

References

1. Asabina, O.G. Dirty heritage // Journal of Environment and recycling "Eco Progress." - Moscow, 2011. - № 12. - P. 10.
2. Water Code of the Russian Federation on June 3, 2006 N 74-FL.
3. Razbash, O.V. Expert on environmental law.
4. Shcheglov, K.V. New Water Code save the river of our childhood // The Russian Federation today. - Moscow, 2006. - № 3. - P. 12.
5. Environmental Law /ed. M. Brinchuk. - M.: Yurist, 1998. - 260 p.

TECTONIC DEVELOPMENT HISTORY OF WEST SIBERIAN PETROLEUM PROVINCE CENTRAL PART ON THE BASIS OF REGIONAL SEISMIC SECTIONS (XIII, XVI, CII AND CIV) INTERPRETATION

A.V. Kazanenkova

Scientific advisor associate professor Dr. V.A. Kazanenkov
Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia

Introduction

At this moment the entire territory of West Siberian basin is covered by regional seismic grid. Sublatitudinal seismic sections XIII and XVI, as well as fragments of submeridional - CII and CIV were used in these investigations. Geographically, the regional section XIII, the western part of the seismic section XVI and parts of CII and CIV seismic sections are located in the Khanty-Mansiysk Autonomous Region. The eastern part of the section XVI crosses the southern parts of the Yamalo-Nenets Autonomous Region. Both seismic sections XIII and XVI cross the whole territory of the West Siberian sedimentary basin in the latitudinal direction from the eastern parts of the Ural Mountains in the west to the Yenisei River in the east.

Geological section along regional seismic profiles is presented by rocks of Middle and Upper Paleozoic, Triassic volcanic-sedimentary varieties and Mesozoic-Cenozoic sedimentary cover. Thickness of Mesozoic and Cenozoic sediments varies from 0 m to the western and eastern ends of latitudinal seismic profiles to about 4600-4700 m in the center.

In terms of oil and gas content research area is situated in a "transition zone" from predominantly oil-bearing regions of Ob' region to mainly gas area of the northern parts of West Siberian province.

Research methodology

At the first stage a seismological project in interpretation software package W-seis (developed in Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS) has been created. Further main geoseismic benchmarks presented by unconformity surfaces or clay packs with stable thickness, formed in the transgression periods and spread over large areas have been defined [1]. There are five most intensive reflecting seismic horizons in Mesozoic-Cenozoic section of West Siberia central regions: seismic horizon 'A' – confined to the bottom of the platform cover and corresponds to the unconformable surface between the pre-Jurassic basement and the Mesozoic-Cenozoic sedimentary cover, seismic horizon 'B' - associated with the top of the Bazhenov formation (its equivalents), seismic horizon 'M' - confined to the Koshaysk member of Alymsk Formation (its equivalents), seismic horizon 'G' - timed to the Kuznetsov Formation, seismic horizon 'E' coincide with the top of Talitsk Formation (its equivalents).

Using well logs and VSP data the fixation of each reflector was made on each regional seismic section. The next stage was their correlation in interpretation package W-seis.

Paleotectonic characteristic was based on the analysis of seismic paleosections. These paleosections were created by the alignment of each regional seismic section to the level of reflection horizons B, M and G. Also delineation of core seismic sequences: Jurassic, Berriasian – Early Aptian, Aptian-Turonian, Turonian-Danian and Cenozoic were made. The nature of the change in sedimentary complexes thickness in the sections of profiles gives an option to evaluate areas of relative upwarping and downwarping at each stage of territory development. Zones of increased thickness of complexes correspond to the areas with the trend in relative downwarping, and zones with decreasing thickness correspond to areas of relative uplift.

Tectonic development history

Jurassic stage. In the Jurassic period paleorelief represented a flat asymmetric syncline with numerous depressions and troughs in which the accumulation of the lower part of the Jurassic sediments (Lower-Middle Jurassic

deposits) took place. Subsidence depocenter was in the eastern part of the research territory. This occurs due to dipping of the region just above Koltogorsk-Urengoy graben system, which was formed during the Permo-Triassic rifting [2]. By the end of the Middle Jurassic paleorelief was flattened out and in consequence of regional subsidence in the Late Jurassic time regime of uncompensated deposition was formed in the pool. At this particular time the Bazhenov Formation sediments (to which megaregional seismic horizon 'B' associated with) were formed.

Berriasian – Early Aptian stage. In the Neocomian, with the beginning of the regressive phase of a large sedimentation cycle uncompensated depositional regime was changed to the regime of avalanche sedimentation. Paleorelief was a cyclical protruding to the axial part of the basin accumulating shelf. Against the background of regression some periods of short-term transgression were occurred, which resulted in forming of clay packs. These geological units display inclined reflectors which fix the slopes of paleoshelf at different time intervals.

Sediments came primarily from the east (Siberian Platform), southeast (Altai-Sayan folded area) and in a less degree from the west (the Urals). Such kind of unequal fragmentary material supply defines the asymmetry of the Neocomian clinofold structure. Axial area, where clinofolds of western and eastern dip meet each other, is displaced towards the Urals, i.e. Near Ural zone is far less than the eastern "Yenisei" one. By the end of the Early Aptian West Siberian basin had been fully compensated which led to the formation of new surface alignment (Alymsk formation, regional seismic horizon 'M').

Aptian-Turonian stage. During this period there are no large scale tectonic movements. Paleorelief of Bazhenov Formation was similar to the Aptian. Basin subsidence at this stage most intensively took place in western and central parts of the studied area. Another confirmation of this feature can be the existence of the marine basin here during the middle-late Aptian and early Albian. By the early Turonian paleorelief of the West Siberian basin was flattened out again and as a result of a vast sea transgression clays of Kuznetsov Formation were accumulated (megaregional seismic horizon 'G').

Postturonian stage. At this stage tectonic processes activation had begun. These processes had the greatest influence in shaping the modern structures of the sedimentary cover in the central part of Western Siberia. Large contrasting structures were formed in the relief of the Bazhenov Formation. It may be noted that at this stage the central part of Western Siberia actively plunged relatively to the folded borders. This is evidenced by a sharp increase in the megamonoclines slopes identified in the peripheral western and eastern parts of Western Siberia. Thus, all the structures formed in the previous stage of development acquired their current shapes.

Conclusions

Tectonic processes have one of the most important consequences in the formation of the West Siberian petroleum province from the basin forming and out to the processes of traps creation and hydrocarbons migration. It is necessary to notice these processes are also influenced sedimentation in the basin, as tectonics is one of the main factors controlling the distribution of facies.

Postturonian tectonic processes led to the formation of traps for oil and gas deposits. By the end of the formation of Aptian-Albian-Turonian complex Bazhenov Formation, which is the main source rock in West Siberia, entered the main zone of oil generation. Combined all these agents resulted in the formation of huge hydrocarbon accumulations and the rise of one of the world's richest provinces.

References

1. Kontorovich, V.A. (2009). Mesozoic – Cenozoic tectonics and oil-and-gas content of West Siberia. *Geology and geophysics*, Vol.50, № 4, 461–474.
2. Surkov, V.S., Smirnov, L.V., Jero, O.G. and others. (1987). Early Mesozoic rifting and its effect on the lithosphere structure of West Siberian platform. *Geology and geophysics*, №9, 3–11.

SIDETRACKING DRILLING

D.A. Kharchenko

Scientific advisors associate professor K.I. Borisov, senior teacher E.V. Selezneva
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Drilling of a sidetrack well out of the existing well gives a new life to old fields.

New methods of old oil-and-gas field recovery and those reservoir areas which aren't affected by extraction have been developed as a result of recent burst of activity in technical ideas. For making optimal decisions it is necessary to have team of experts with encyclopedic knowledge and their area of thoughts should be much wider than their typical field of specialization in oil industry.

New technologies and strategies of field service activities having been created during the last decade stimulate the necessity of old well reconditioning. Now additional efforts are needed for selection of the most efficient technical solutions as this process becomes the main direction of oil-and-gas production enterprises. The final objective of any project used for improving is to optimize production and economic performance. Service companies take an active part in this goal achievement.

Growing demands make service companies improve their skills and expand the list of problems to be solved for the control of production and conditions of producing formations. Development work in the field of sidetracking has accelerated return on investment in the fields. Here coil tubing drilling, small-scale telemetry systems and special equipment for the completion of sidetracks can be used as an example. Therefore, it's important to define the best approach and decide what type of wells should be used as the most effective.

To solve these problems service companies have had reorganization in order to provide multidisciplinary integrated services. The list of services increases due to broadening of outlook. It includes well search with unimproved opportunities and economically feasible guidelines for well efficiency and maximizing its net value.

Improvement of drilling technologies has increased the number of wells applied for drilling sidetracks with short and medium curvature radiuses, as well as sidetracks with branching formation used for drilling strings from common and coil tubing.

Work resumption of old wells applied for obtaining afterproduction is not a new method. From the middle 50s the oil companies have returned to old wells drilling sidetracks in order to avoid contamination of the reservoir area or mechanical obstructions in the well. Thus they have saved money in comparison with drilling of new wells. Recent expansion of market services for sidetracking has largely improved the technology of drilling and completing wells.

Drilling of sidetracks reduces the cost of construction of horizontal wells. Besides increasing of well productivity, sidetracking allows to select hydrocarbons from reservoirs that haven't been previously developed. Multi-hole branching of existing wells improves the conditions of opening of the reservoir. Small isolated deposits of oil or gas can be opened by a wellbore with deviation from the vertical including multi-holes. Productivity of horizontal wells exceeds vertical wells 3-4 times, and in some cases it is 17 times greater. In addition, if there is a gas cap or underlying water or both of them, horizontal wells produce significant increase in recoverable reserves.

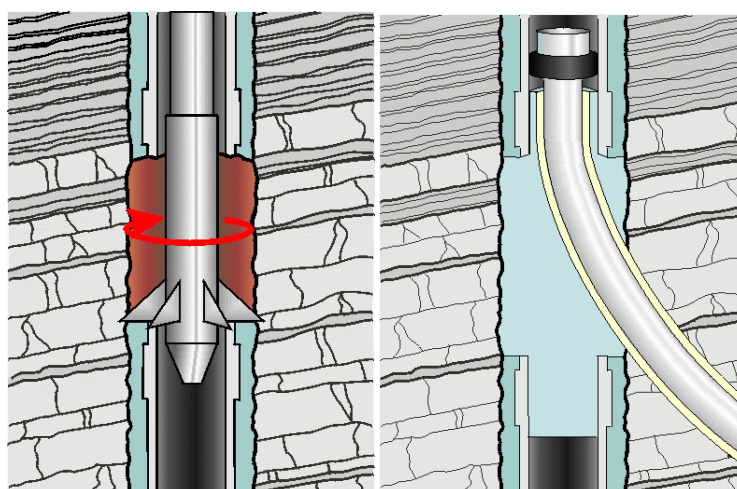


Fig. 1. Sidetracking drilling from cased holes

Drilling sidetracks for performance improvement is not the best way for all wells. In this regard, Schlumberger Corporation has increased reservoir performance and now it is the main purpose of its service activities. Application fields are determined by the combined efforts of a group of engineers and companies solving the problem of selecting candidate wells working for improvement of productive capacity. This so-called Group of Enhanced Oil Recovery is responsible for the selection of candidate wells and the production of design solutions. On the basis of techno-economic analysis of commercial information in wells or fields, PEG engineers make the best decision with the help of experts in this field. The decision depends on the problems and may involve new geophysical surveys, revision of existing logging materials, drilling new wells or branches, re-perforation, near-well zone handling for stimulation and workovers. It's necessary to ensure a high service solution related to enhanced oil recovery.

Sidetracking gets more popular every year, because it's really effective. This technology has been developing for nearly 70 years. Scientists and engineers have achieved the desired result for many years of studying and experimentation referred to the increase in oil recovery by sidetracking. Its efficiency is presented by the example of South-Nurlatsk field development.

According to the results of sidetracking drilling, oil production rates for a number of drilled wells exceed current production rates of wells in the surroundings twice or equal to performance when entering new vertical wells in unexplored fields.

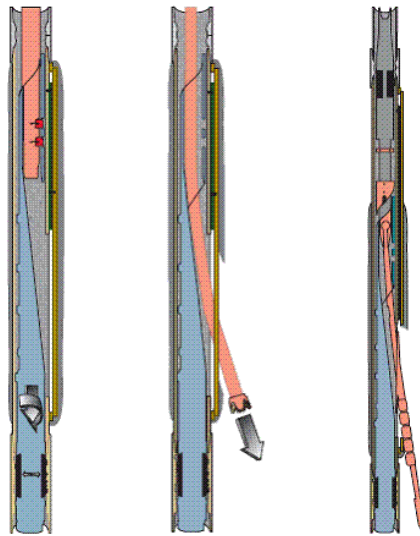


Fig. 2. Sidetrack kickoff

References

1. Shandrygin, A.N. and Lutfullin, A.A. (2008). Current status of enhanced recovery techniques in the fields of Russia. Paper SPE115712. PP presented at the 2008 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, USA, 21 – 24 September.
2. Boxerman, A.A. (2007). Oil recovery enhancement is the main component of industrial program JSC “Zarubejneft”. Oil household, №8, 18 – 21.
3. Jdanov, S.A. (2008). Application experience of formation oil recovery enhancement technologies in Russia”. Oil household, №1, 58 – 61.

ENGINEERING DESIGN OF GAS PIPELINES IN THE BARENTS SEA (BASED ON NORWEGIAN AND RUSSIAN STANDARDS)

D.F. Khasenova, A.E. Davydova, O.L. Blokhina

Scientific advisors associate professor V.G.Krets, associate professor N.V.Chukhareva,
associate professor T.V. Korotchenko

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The main purpose of the research is to give detailed information to the principles of subsea gas pipelines engineering design. Through the research we pursue the following objectives:

- To investigate the environmental conditions in the Barents sea;
- To develop relevant engineering solutions for these conditions in accordance with Russian and Norwegian standards;
- To compare results by using computing methods of Russian and Norwegian standards.

The first part is dedicated to investigation, description and assessment of environmental conditions and other external factors that influence the subsea gas pipeline design and construction in the Barents Sea, from the Shtokman field to shore. Generally, they can be divided into two groups, strengths and weaknesses. Brief results of this distribution are presented in Table 1.

The second part of the research is based on the first part and also both Norwegian and Russian standard, Norwegian principal standard being presented by Offshore Standard DNV-OS-F101 «Submarine Pipeline System», Russian one – Industrial Standard VN 39-1.9-005-98 «Standards on gas pipeline design and construction» and includes different design calculations. Within the Shtokman Field Development Project the pipe steel to be applied is X65 according to API 5L specification for line pipe. It's taken into account in the research.

The key point in the pipeline design is a pipe wall thickness calculation. General principal in accordance with both Norwegian and Russian standards is based on the internal pressure containment (bursting). It's also essential to check the characteristic resistance for hydrostatic pressure (local buckling) and propagation buckling (in case the external pressure exceeds the previous criteria). The formulations and results are presented in Table 2.

Table 1

Strengths	Weaknesses
<ul style="list-style-type: none"> Relatively shallow water depth (0-340m); Even relief along the most part of the pipeline route; Stable and even coastline. 	<ul style="list-style-type: none"> Unstable and soft bottom sediments (mostly silts and clays); Few potentially hazardous areas along the pipeline route (mostly plate boundaries); High current speed (both surface (0,9 m/s) and bottom(0,3 m/s) current); High probability of storm occurrence (average wave height is 5-10m, maximum wave height reaches 27m); High soil and water corrosiveness (low pH and salinity, high oxygen content); Harsh ice conditions (exaration by hummocks, shallow water icing, soil congelation); Unfavourable conditions of navigation (damage by vessel anchors in the offshore area); “Relatively dangerous” seismic activity (magnitude of possible earthquakes is 4-7)

Table 2

	Norway	Russia
Formulation (the internal pressure containment)	$\Delta p \leq \frac{p_b(x)}{\gamma_{SC} \cdot \gamma_m}$ (see DNV-OS-F101 Sec.5 D200, p.46)	$\delta_{\min} \geq \frac{m \cdot \Delta p \cdot D_n}{2k\sigma_t}$ (see VN 39-1.9-005-98 Sec.5, p.13)
Minimum pipe wall thickness, mm	20,2 (plus corrosion allowance and fabrication thickness tolerance)	24,2 (plus corrosion allowance and fabrication thickness tolerance)
Formulation (local buckling - external pressure only)	$(p_c - p_e)(p_c^2 + p_y^2) = p_c \cdot p_e \cdot p_y \cdot f_0 \frac{D_n}{\delta}$ (see DNV-OS-F101 Sec.5 D400, p.46)	$p_c = \frac{p_e \cdot p_y}{\sqrt{p_e^2 + p_y^2}}$ (see VN 39-1.9-005-98 Sec.6, p.15)
Maximum pipeline laying depth, m	1721,2	409,7
Formulation (propagation buckling)	$p_b = 35 \cdot \frac{\sigma_t \cdot \alpha_{fab}}{\gamma_m \cdot \gamma_{SC}} \left(\frac{\delta}{D_n} \right)^{2,5}$ (see DNV-OS-F101 Sec.5 D500, p.47)	$p_b = 24\sigma_t \left(\frac{\delta}{D_n} \right)^{2,4}$ (see VN 39-1.9-005-98 Sec.6, p.16)
Critical depth (below which additional safety against propagation buckling are necessary), m	174,4	122,9

Another important stage of pipeline design is stability calculation. DNV-OS-F101 doesn't regulate calculation methodology, but recommend the minimum requirements to concrete coating properties (see DNV-OS-F101 Sec.9 C200, p.102). As for Russian Standard, it provides calculation methodology, the minimum requirements being missed. Taking the density of concrete to be 4000 kg/m³, according to VN 39-1.9-005-98 coating thickness equals to 59 mm.

The submarine pipeline system also shall be protected against unacceptable damage caused by e.g. dropped objects, fishing gear, ships, anchoring etc. Dragging anchors are accidental loads which are imposed on a pipeline system under abnormal and unplanned conditions. According to DNV-OS-F101, anchor patterns shall be predetermined for each vessel using anchors to maintain position. Different configurations for anchor patterns may be required for various sections of the pipeline, but maximum distance must be 500m from pipeline. Russian standard VN 39-1.9-005-98 shows that the pipeline must be buried sufficiently deeply in the seabed to prevent the damage. Burial depth varies from 1m along the most part of the pipeline route to 2m within the coastal zone.

In areas where ice may develop or drift, the possibility of ice loads on the pipeline system shall be considered. Such loads may partly be due to ice frozen on the pipeline system itself, and partly due to floating ice. Based on DNV-OS-F101 the ice load can be defined as environmental or accidental depending on its frequency, but exact burial depth isn't regulated. According to Russian Standard VSN 51-9-86 the pipeline must be buried a meter lower than the depth of ice exaration. DNV-OS-F101 also specifies that the most important protection should be in shallow waters.

As for seismicity, the pipeline route is characterized by "relatively dangerous" seismic activity. According to DNV-OS-F101, loads imposed by earthquakes shall be classified into accidental or environmental loads, depending on the probability of earthquake occurrences in line with accidental loads. Design with respect to accidental load must ensure that the overall nominal failure probability complies with the nominal failure probability target values:

$\sum P_{f/Di} \cdot P_{Di} \leq p_{f,T}$ (see DNV-OS-F101 Sec.5 D1200, p.51). The safety class being high, the nominal failure probability equals to 10^{-5} , i.e. $P_{f,T} = 10^{-5}$. The overall nominal failure probability from accidental loads can be expressed as the sum of the probability of occurrence of the i 'th damaging event, i.e. $P_{Di} = 10^{-3}$, and times the structural failure probability conditioned on this event, $P_{f/Di} = 10^{-5}$. As a result $10^{-8} \leq 10^{-5}$, and consequently the overall failure probability complies with the target values.

Concerning corrosion processes in the Barents Sea, it tends to be electrochemical with oxygen depolarization. According to both Russian and Norwegian Standards, external corrosion can be decreased by coating and cathodic protection application. Also the possible additional ways to decrease corrosion can be addition of corrosion allowance to the nominal pipe thickness or/and alloy cladding of the pipeline sections characterized by high corrosion rates. Corrosion allowance commonly ranges from 1,5 to 3 mm. In turn, cathodic protection shall keep electrochemical potential on the "pipe-water" boundary varied between +0.8 and -1.1 V relative to Ag/AgCl/subsea water reference electrode.

In the result, it follows according to the research work that Norwegian Standards for submarine pipeline construction and designs are more detailed and widely applicable than the Russian ones.

References

1. Offshore Standard DNV OS-F101: Submarine Pipeline Systems. (2010, October). Det Norske Veritas, 238 p.
2. Khasanov, I. (2010). Maintenance Service and Repair Chamber for Pipelines in Bogs and Under Water, from <http://www.onepetro.org/mslib/>
3. Offshore Standard DNV OS A-101: Safety Principles and Arrangements (2011, April). Det Norske Veritas, 50 p.
4. Moe, A., Rowe, L. Petroleum Activity in the Russian Barents Sea. (2008, September). Fridtjof Nansen Institute, 26 p.
5. Scarborough, R.J. (2009-04-23). Portable surface covering US20090105000.
6. Официальный сайт компании "Shtokman Development AG". Retrieved from <http://www.shtokman.ru/>
7. Официальный сайт ФГБУ "Арктический и антарктический научно-исследовательский институт" (ФГБУ "ААНИИ"). Retrieved from <http://www.aari.nw.ru/>.

WIRKUNG DES WASSERSINHALTS AUF DIE VERÄNDERUNG DER KORROSIONSAKTIVITÄT VON WASSER-ERDÖL-EMULSIONEN BEIM BETRIEB DER GEWERBLICHEN PIPELINES

J.S. Kissajewa

Wissenschaftliche Leiterinnen Dozentin N. V. Tschuchoreva, Dozentin L.S.Ratner
Nationale polytechnische Forschungsuniversität, Tomsk, Russland

Der Transport von Gas, Erdöl und Erdölprodukte durch Rohrleitungen hat erhebliche technisch-wirtschaftliche Vorteile gegenüber den anderen Transportmitteln, darum wird der Pipeline-Transport weltweit für diese Zwecke eingesetzt. Die Zuverlässigkeit des Pipeline-Transports ist ein wesentlicher Faktor der wirtschaftlichen Stabilität und des Wachstumspotenzials in Russland. Einer der wichtigsten Faktoren der Zuverlässigkeitsminderung der gewerblichen Rohrleitungen ist die Auswirkung auf die innere Oberfläche des Metalls durch gepumpte Kohlenwasserstofffluide mit korrosiven Komponenten. Jedes Jahr geschehen in den Ölfeldern Russlands etwa 70 000 Transportunfälle, 90% davon sind die Folge der Korrosionsschäden. In einer gemeinsamen Strömung von Öl, Gas und Wasser durch Erdölgas-Pipelines kommt die Phasenmischung vor, was natürlicherweise zur Bildung von verschiedenen Emulsionsarten führt. Es ist bekannt, dass die Verpumpung von etwa nun 1 bis 2% des Wassers in Form von emulgierten Tröpfchen mitsamt Öl zur intensiveren Korrosionsverschleiß der Ausrüstung beiträgt, die Pipelinekapazität reduziert und die Wahrscheinlichkeit von Rohrbruch erhöht.

Emulsionen sind Dispersionssysteme von zwei Flüssigkeiten, die unlöslich oder schwerlöslich ineinander sind, von denen eine in der anderen in Form von kleinen Tröpfchen (Globuli) dispergiert wird. Die Phasen des Dispersionsmediums werden dem Charakter nach in zwei Emulsionstypen geteilt: erstens, die sogenannten Direkt-Emulsionen – die Emulsionen der unpolaren Flüssigkeit in der polaren und zweitens, die Emulsionen des indirekten Typs – Emulsionen der Einphasenflüssigkeit in der unpolaren. Der Emulsionstyp lässt sich nach der Färbung identifizieren: die Emulsionen des direkten Typs werden von öllöslichen Farbstoffen gefärbt, und die Emulsionen des indirekten Typs von wasserlöslichen. Die Emulsionen des direkten Typs verfügen über ganz andere Eigenschaften als die des indirekten Typs und die Methoden ihrer Beseitigung sind verschieden.

Mineral- und Gaskomponenten bestimmen die basischen chemischen Eigenschaften und den Zustand des Wassers: Härte, Angriffsvermögen, Azidität, Alkalitätsgrad u.a. Die Eisenkorrosion ist durch das Vorhandensein von Sauerstoff, aggressiven Kohlensäure und Schwefelwasserstoff im Wasser bedingt.

Im Randwasser gibt es die Gleichung: $Ca^{2+} + 2HCO_3^- \leftrightarrow CaCO_3 + CO_2 + H_2O$. Aus dieser Gleichung folgt, dass zur Konstanthaltung einer bestimmten Konzentration von Bikarbonat-Ionen HCO_3^- soll im Wasser die entsprechende Menge von freiem Kohlendioxid vorhanden sein, die als gleichgewichtig gilt. Wenn die tatsächliche im Wasser vorhandene CO_2 -Menge höher als die Gleichgewichtskonzentration ist, so kann ihr Übermaß die Lösung von $CaCO_3$, hervorrufen, d.h. das Gleichgewicht nach links verschieben lassen und pH des Wassers bis zu 3,5 bringen, bei dem das Metall stark korrodiert. Ein solches Wasser nennt man aggressiv. Beim CO_2 -Mangel im Wasser im Vergleich zur Gleichgewichtskonzentration zerfallen Bikarbonat-Ionen HCO_3^- , das bedeutet, dass sich das Gleichgewicht nach rechts verschiebt, was zur Ausscheidung des Kalziumkarbonatschlammes $CaCO_3$ aus dem Wasser führt. Wenn der reale Inhalt von Kohlensäureanhydrid im Wasser mit der Gleichgewichtskonzentration zusammenfällt, so wird sich aus dem Wasser kein Kalziumkarbonatschlamm ausscheiden; das Wasser wäre nicht fähig, $CaCO_3$ zu lösen. Ein solches Wasser heißt stabil (pH=7).

Die Bestimmung des Wassertyps nach seiner chemischen Zusammensetzung und dem Vorhandensein der aggressiven Säure. Ausgangsangaben für die Lösung der Aufgabe sind in der Tabelle 1. dargestellt.

Tabelle 1

Ausgangsdaten							Freies CO_2 , mg/l	pH
Ionengehalt in mg/l								
Na^+	K^+	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Cl^-	SO_4^{2-}	HCO_3^-		
13,9	1,9	26,1	8,4	8,3	12	132	25,9	6,7

1. Es sei die Größe der Verbindung bestimmt $\frac{rHCO_3^-}{rCa^{2+}} = 1,658$. Da die erhaltene Größe mehr als 1,25 ist, so sei es die

Laptev-Tabelle (Abb.1) benutzt, damit die Kohlensäuremenge bestimmt wird.

2. Es seien die Äquivalentssummen von Ca^{2+} и HCO_3^- und des Doppelgehalts der freien Kohlensäure bestimmt.

$$rCa^{2+} = a = \frac{26,1}{20} = 1,305 \text{ мг-экв / л,}$$

$$rHCO_3^- = b = \frac{132}{61} = 2,164 \text{ мг-экв / л,}$$

$$rCO_2 = c = \frac{25,9}{44} = 0,5886 \text{ мг-экв / л,}$$

An der graphischen Darstellung von V.V. Laptev entspricht diesen Summen der an der Kurve liegende Punkt, der dem Äquivalentgehalt des gleichgewichtigen HCO_3^- 3,1 mg-äq/l entspricht. In der Tat enthält das Wasser den gleichgewichtigen Äquivalentgehalt von HCO_3^- , der 0,936 mg-äq/l höher als der vorhandene ist (3,1 - 2,164 = 0,936). Das zeugt davon, dass es im System der Mangel an HCO_3^- bezüglich des CO_2 -Gehalts gibt, dessen Überschuss das Wasser korrodieren kann. An der unteren Skala der graphischen Darstellung bestimmen wir, dass dieser Überschuss an CO_2 20,5 mg/l beträgt.

Es sei der Ionengehalt in der Äquivalenzform r_i berechnet:

$$r_i = \frac{q_i}{\mathcal{A}_i}, \text{ мг-экв / л}$$

Wo q_i - Ionengehalt mg/l;
 \mathcal{A}_i - Ionenäquivalenz;
 MM_i - Ionenmolekularmasse;
 V_i - Ionenvalenz sind

3. Es sei der Ionengehalt in der Äquivalenzform q_i berechnet:

$$rNa^+ = \frac{13,9}{23} = 0,6 \text{ мг-экв / л,} \quad rCl^- = \frac{8,3}{35,5} = 0,234 \text{ мг-экв / л,}$$

$$rK^+ = \frac{1,9}{39} = 0,049 \text{ мг-экв / л,} \quad rSO_4^{2-} = \frac{12}{48} = 0,25 \text{ мг-экв / л,}$$

$$rMg^{2+} = \frac{8,4}{12} = 0,7 \text{ мг-экв / л,}$$

Nach der Klassifikation von Sulin, die in der Tabelle 2. dargestellt ist, wird der Wassertyp bestimmt. W.A. Sulin hat drei natürliche Haupteinstellungen zur Bildung der chemischen Zusammensetzung des Grundwassers festgestellt. Die erste Einstellung – das Meer, das Wasser des Chloridtyps. Die Salzmenge im Wasser hängt vom Wasserhinaustragen von seinem Territorium ab. Die zweite Einstellung ist kontinental, das sind der Sulphat-Natrium-Wassertyp und Hydrokarbonat-Natriumtyp. Für ihre Bildung spielt die Auslaugung der Gesteine, aus denen Meeressalze entfernt sind, eine bedeutende Rolle. Hauptsächlich wird der Gips ausgelaut; im Wasser wird SO_2 akkumuliert. Infolge des Austausches von Ca_2 +Kontinentalwasser mit Na^+ -Ionen-Meer-Gesteinkomplex wird das Wasser des Sulfat-Natrium-Typs gebildet. Falls die Kontinentalgewässer durch Kohlensäure angereichert werden, werden die Feldspatgesteine ausgelaut: dabei wird der Hydrokarbonat-Wassertyp gebildet. Die dritte Einstellung ist unterirdisch (plutonisch), in

diesem Fall wird das Wasser des Chlor-Kalzium-Typs unter Bedingungen der geschlossenen hydrogeologischen Strukturen durch Austauschreaktionen gebildet (des Wasser-Natriums auf Kalzium des absorbierten Komplexes).

Tabelle 2

Klassifikation des Grundwassers nach Sulin

Wassertyp	Sulfat-Natrium	Hydrokarbonat-Natrium	Chlor-Magnium	Chlorkalzium
Das Verhältnis des Ionengehalts	$(Na^{+}+K^{+})/Cl^{-} > 1$ $(Na^{+}-Cl^{-})/SO_{4}^{2-} < 1$	$(Na^{+}+K^{+})/Cl^{-} > 1$ $(Na^{+}-Cl^{-})/SO_{4}^{2-} > 1$	$(Na^{+}+K^{+})/Cl^{-} < 1$ $(Cl^{-}-Na^{+})/Mg^{2+} < 1$	$(Na^{+}+K^{+})/Cl^{-} < 1$ $(Cl^{-}-Na^{+})/Mg^{2+} > 1$

$$(Na^{+}+K^{+})/Cl^{-} = (0,6+0,049) / 0,234 = 2,773 > 1$$

$$(Na^{+}-Cl^{-})/SO_{4}^{2-} = (0,6-0,234) / 0,25 = 1,464 > 1$$

Man kommt zum Schluß, dass es der Hydrokarbonat-Natrium-Wassertyp ist. Anhand der entsprechenden Berechnungen, nach denen festgestellt wurde, dass es der Hydrokarbonat-Natrium-Wassertyp ist, kann man schließen, dass dieser Wassertyp auf die innere Korrosion der Rohrleitungen wenig auswirkt und folglich sie unbedeutend schädigt.

Quellenverzeichnis

1. Chuhorewa N.V., Abramowa R.N. Korrosionbeschädigung während des Transports von Bohrproduktion, – TPU, 2009.
2. Ismailow F.S. Der Korrosionsschutz der Rohrleitungen // Petroleum Engineering, 2010. -№ 9. - S. 27-30.
3. Mustafin F.M., Wasiljew L.I., Bykow U.A. Der Korrosionsschutz der Rohrleitungen. – St. Petersburg, GmbH "Nedra", 2005.

TEAM-BUILDING ORGANIZATION IN OIL AND GAS COMPANIES**S.M. Kozireva, A.S. Savenkova**

Scientific advisors associate professor O.V. Pozharnickaya, senior teacher I.V. Shenderova

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

For a long time, scientists have begun to take into account the personality of man to improve production efficiency. Since George Elton Mayo it became known that the social and psychological factors have a stronger influence on the productivity than physical, but in case the work organization is quite effective. Elton Mayo conducted Hawthorne experiment. It was the beginning of the modern history of team building.

What is Team Building? Literally translated to English «team building» means "to build a team." In our view, teambuilding is a game to build an effective team. The elements of team building are corporate events, as well as psychological training, which allows to simulate the life of the collective. Team building is aimed to form effective teams, create comfortable work environment, develop team spirit and hold psychological relief, identify leaders. The main purpose of team building is the situation when everybody feels like a part of the team. His team building reflects the essence of the joint work of employees in an informal setting.

In Russia, team building appeared recently in the mid-1990s. Today team building has extensive distribution. Team building is becoming popular because of increasing number of mergers and acquisitions in the Russian business, as well as the need to frequently change the corporate configuration, adjusting it to the requirements of the time.

Team building is necessary for modern companies with a large staff of workers, where efficiency of interaction reduced because of elementary ignorance of their employees. For example, oil companies, which are the largest companies in Russia. They should seek to improve team spirit and increase staff performance. In the oil industry a high level of discipline and professionalism is required from employees. Almost all oil companies have well-defined procedure of conducting business. But it is not possible to take everything into account, so sometimes you have to make special efforts for building teamwork managers. Also, when the company runs a wide variety of projects in which many employees of various departments take part it is necessary to develop team interaction [1].

Teambuilding can be useful in companies joining for exploring and rallying the team from the start. For example, team building has become one of the elements of post integration process after merging of TNK and BP [1]. Currently, the company "TNK - BP» is paying serious attention to develop and train its staff, the company promotes professional and career growth of employees, and helps them to develop their creative potential.

At the end of September 2005 for young professionals of RNPk on-site training devoted to team building was conducted. 45 educated and prospective employees of company came to learn how to work as a team. Workshops employers took teamwork skills. They saw their colleagues in a new light, noticed those traits, which were not even aware. President of TNK-BP Robert Dudley said about the company's success after the training: "The growth of production was more than everyone had expected, financial results were better than we expected, and in all areas of improvement there was a positive dynamic. But it is a dynamic work of the Russians and foreigners, and their interaction and mutual understanding is the best result that I wanted to point out "[2].

The training programs are also welcomed in the company "Rosneft". Its members decided to celebrate the birthday in a very active and funny manner. The young and energetic team has chosen for its feast the fresh air option. For "Rosneft" team an intensive team-building course was conducted. At the end of the program the entire staff of the

company was waiting for a banquet and entertainment. This event improves the mood of employees, brought them together, and influenced the employee's productivity.

But the "Lukoil" company believes that conducting training of team building program in their company is virtually impossible because of great number of employees. They believe that it is easier to carry out activities within the company, such as competition for the best text of corporate anthem. However, the structural units of the company held similar training, for example, a subsidiary company «Lukoil-Trans» in 2006 conducted a classic rope course. It taught them to support each other, quickly solve tasks, to communicate with gestures and understand each other perfectly. After this training, employers were satisfied [3].

Team building is carried out in another subsidiary company of «Lukoil» in company «Lukoil Overseas». The opinion of the team building and its effect on the team and work expressed the Head of Human Resources and Institutional Development Andriy Naumov: «For our company such as business events are vital, because the specifics of business in «Lukoil» is associated with the fact that our main production managers work in different countries, different time zones, and each decide their own specific problems. Therefore, our managers have not opportunities for dialogue, exchange and interaction. And business - it is a team game in which so much depends on the coherence and understanding of employees [4].»

Team building is also used in structural divisions of the company "Gazprom oil". So in August of 2010 employees of "Gazprom mining Orenburg" participated in a large combined tour on the lake Baikal, where they received an unforgettable experience and were able to get to know each other [5].

And from 13 to August 14, 2011 middle managers of the branch "Muravlenkovskneft" of "Gazprom Neft-Noyabrskneftegaz", another subsidiary company of "Gazprom oil", took part in team building event, which was based on the river Pyakupur. The main objectives were to strengthen corporate event corporate spirit and unity of employees [6].

So, the large oil companies are using actively the diversity of team building programs. It is a very effective method of team building and creating an enabling environment. Most participants are satisfied with the team-building, because team building helps to shape the business culture of the organization, to strengthen the partnership and friendly relations among the staff, to develop effective communications between company divisions. Also, team building training can help to improve the efficiency of the team, and as a consequence to increase profits. Specifically, the oil companies increased the amount of oil and gas, reducing the time given to the development of various fields. In general, the whole process of oil production, oil refining and other operations associated with this industry improves and becomes more efficient.

At present, team building deeply penetrates the Russian market of services. People are interested in going to the next level. Indeed, the psychological characteristics of personality are very important, and team building based on this. And, of course, it is much more pleasant to work in friendly surroundings and this will positively reflect the work productivity. It is a fact which everybody knows, and so team building is really strong psychological system, not giving failures affecting productivity not only the individual employee, but the whole team!

References

1. Commanding Heights [electronic resource]: the Siberian oil - M.: 2005. -Access mode: http://www.birc.ru/about/article/article_6.html
2. Team capital [electronic resource]: the newspaper Soviet Siberia - Novosibirsk: 2005. -Access mode: <http://www.trainings.ru/events/news/?id=6578>
3. Corporate Training Company "LUKOIL-TRANS" [electronic resource]: TeamB - M.: 2006. -Access mode: <http://www.teamb.ru/272>
4. Volchek, G. (2009, November). Team building in the steppes of Kazakhstan. Oil logs, N9, 4.
5. Great outing for Gazprom [electronic resource]: – the mode of access: <http://www.baikalika.ru/tours/korporativ-gazproma>
6. Team capital [electronic resource]: the newspaper Soviet Siberia-Novosibirsk: 2005. -Access mode: <http://www.trainings.ru/events/news/?id=6578>
7. Iskhakova, M.G. Teambuilding. Disclosure of resources of the organization and the individual/ ed. M.G. Iskhakova. - M.: Rech, 2010. – 256 p.
8. Kruglova, N.U. Basic of management/ ed. N.U. Kruglova. – M.: KnaRus, 2009. – 512 p.

RADIOACTIVE ELEMENTS AND MERCURY IN COAL DEPOSITS KHARANOR

E.A. Kreshchik

Scientific advisors associate professor S.I. Arbutov, associate professor A.V. Volostnov,
associate professor I.A. Matveenko

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

It is known that coals are often characterized by higher contents of natural radioactive elements (U, Th, Ra), and concentrated in significant resources of uranium. To predict radionuclide contamination of the environment one should know their concentration, distribution patterns and accumulation conditions in the original field (coal seams). Despite the apparent problems the radioecological and radiogeochemical studies have been made so far only for a very limited number of developed coal deposits [1, 2]. The goals of the present work is to presents new data on mercury geochemistry in coal and uranium deposits of Kharanor as well as to build and describe graphs of mercury distribution of uranium in the context of coal seams. [4].

Kharanorskaya deposit is located in the Chita region, Borzinsky area. The explored reserves are of 1 billion tons of coal. Among the harmful chemicals polluting the environment a special place is occupied by mercury. This is a toxic substance related to the first class of danger. For the analysis of mercury content in coals the atomic absorption method was used for studying the "cold steam" on the mercury analyzer RA 915 + prefixed with PYRO - 915 +. The total number of samples studied for mercury coal Kharanor deposit was 48. The data on the average content of mercury and uranium in coal seams and the average uranium content in the ash of coal deposits Kharanor are shown in the Table.

Table

The mercury content in coal and uranium of Kharanor deposits

The name of the reservoir	The average content of Hg in coals		The average content of U in coals		The average content of U in ash	
Lens	0.94		4.38		27.3	
	min	max	min	max	min	max
	0.16	2.64	0.95	16.5	8.6	209.8
New-2	0.42		13.95		231	
	min	max	min	max	min	max
	0.25	0.56	0.49	23.0	9.8	320.8
New-1a	0.46		0.43		4.8	
	min	max	min	max	min	max
	0.14	5.27	0.07	9.4	2.6	68.7

Table indicates that the mercury content in the layer lens varies from 0.16 to 2.64 g / t. There are some values higher than maximum permissible concentration (MPC). In the new layer-2-minimum mercury content of 0.25 g / t, the maximum-0.56 g / t, the MPC excess is observed. In the new layer 1a-mercury concentrations vary from 0.14 to 5.27 g / t. There is excess of MPC in content [3]. There are no requirements for the content of uranium. Based on data from Table 1, we can trace the minimum and maximum content of uranium in coal ash and coal. Of the three layers, the maximum concentration of uranium in coal ash and coals is found in the layer of new-2 (4.23 g / t and 320.8 g / t respectively). The concentration of uranium in the formation new -2 (in the coal ash) corresponds to its content in uranium ores, which certainly poses threat to coal consumers. It is known that apart from the fact that uranium is a radioactive element, it also results in kidney poison.

1 Distribution of mercury in the context of coal-bed deposits Kharanor

Layer lens Anomalous concentrations of mercury are observed in four points, there is a high excess of the mercury MPC in coals. In the first point, the concentration of which is 2.22 g / t, there is carbonaceous argillite with foliose capacity of 0.3 m. It is interbedded with thin layers of coal. At the point with mercury concentration 1.83 g / t mudstone is present, whose thickness is 0.1 m. In the last two points that are close (the concentration of 2.64 and 2.28 g / t) there is interbedded mudstone and coal, and then foliose viscous coal interbedded with dense, massive, matt. We can assume that such a large excess due to clay deposits that have possibly volcanic nature.

A new layer-2 Roofing - gravelite. Perhaps the area of erosion. Coal is mainly foliose. The mercury concentration does not exceed the maximum permissible concentrations (less than 1 g / t).

A new layer-1a The graph shows that the anomalous values of mercury in coal is in three points. These excesses are associated with interbedded coal-free layers also having volcanic origin. For the safety of the coal use should be enriched in order to get rid of coal-free layers.

2 Distribution of uranium in the context of coal-bed deposits Kharanor

The high uranium content in this section is observed in two layers: A lens and the New-2. The maximum concentration of uranium in coal is 16.5 and 23 g / t respectively. In the new formation of uranium-1a is equal to 9.4 g / t. Such content is associated with a zone of uranium oxidation underroofing parts. Based on the above definitions, we can conclude that the most suitable for the extraction of coal seam is the New-2, because anomalous concentrations of mercury and uranium are not observed in the coal. In the lens and the New Seam-1 coal is dangerous for the direct use, since these layers are enriched in radioactive elements and mercury in the coals.

Conclusion

In the course of studies Kharanorskaya cut was investigated (layers lens, new-2 new-1a), as a result mercury content in coal and uranium were analyzed. Coal seams and new lens 1 are dangerous for its intended purpose, since these layers are enriched in radioactive elements and mercury in the coals. It is recommended to produce coal from the seam only new-2, since anomalous concentrations of mercury and uranium has not been established in its composition. Coal and coal power industry may cause significant harm to the environment in the process of coal mining and burning. It is therefore necessary to develop and implement technologies for reduction of the negative environmental impact of coal use.

References

1. Arbuzov, S.I., Ershov, V.V., Rikhvanov, L.P., Kyargin, V.V., Bulatov, A.A., Dubovik, P.E. Rare metal potential y-lei Minusinskogo pool. - Novosibirsk: Publishing House of SB RAS Branch "GEO", 2003. – 347 p.

21. Arbutov, S.I., Volostnov, A.V., Ershov, V.V., Rikhvanov, L.P., Mironov, V.S., Mashenka, V.S. Geochemistry of coal and metal contents of the Krasnoyarsk Territory. - Tomsk: STT, 2008. - 300 p.
22. Instructions for the study and evaluation of associated minerals and solid components in the exploration of coal and oil shale. - Moscow: Nauka, 1987. - 136 p.
23. Yudovich, J.E., Ketris, M.P. Mercury in coal - a serious environmental problem // interdisciplinary scientific journal Applied and "Biosphere." - 2009. - pp. 237 - 247.

PRELIMINARY RESULTS OF STUDY IN DUST AIR POLLUTION LEVEL IN THE TERRITORY OF ASINOVO REGION (TOMSK OBLAST)

N.O. Melchukova

Scientific advisors associate professor A.V. Talovskaya, associate professor I.A. Matveenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The Asino Region is located in the south-east part of Tomsk Oblast, an administrative center – Asino, is 100 km far from the regional center - Tomsk. In the region forestry, woodworking industry, and agriculture are most developed.

Besides these industries, the quality of the environment in Asino region is influenced by the industries of Tomsk and Seversk, because the area is located in the direction of prevailing winds (southern, south-west).

In March, 2011 we collected snow samples for the assessment of dust level in air in settlements of Asino region. Collection, preparation and analysis of samples were performed according to methodical recommendations taken from V.N. Vasilenko's and I.M. Nazarov's works and the long-term experience stored by the workers of Geoecology and Geochemistry Department (TPU).

6 settlements of Asino region have been chosen for our research. The weight of dust in snow samples serves as a basis for determination of dust load magnitude P_n according to the formulae [3]:

$$P_n = P / (S \cdot t), \text{ mg/m}^2 \text{ per day-and-night,}$$

where P is the dust weight in a sample (mg), S is the square of the test-pit (m^2), t is the time from the beginning of snow staying (a day).

In the territory of Asino Region the size of dust load ranges from 0,9 to 68,6 against the background, at the average magnitude 8,5 against the background. The values of dust load in all investigated settlements in terms of the gradation offered by J.E.Saet, falls into low degree of pollution of atmosphere and harmless level of disease of the population living in this territory. However individual samples falls into average and high degree of pollution and moderately dangerous and dangerous level of population disease.

The highest dust load of the atmosphere among all investigated settlements is observed in Asino (18,7 backgrounds) and in the nearest to it settlement located in the direction of prevailing winds - Novokuskovo (14,4 backgrounds).

In the northern part of Asino Region (Filimonovka, Mikhailovka) the level of dust pollution is much lower than in the central part of this area. It is explained by the decrease in the technogenic load from industrial productions by Asino. In the southern part of Asino Region (Yagodnoe, Bolshedorohovo) the dust load ranges from 2 to 10 of the background indicators; These territories are less exposed to the technogenic impact of Asino, because they are located on the opposite side from the prevailing wind direction.

In addition to the dependence of dust load level on the geographical location of investigated territory, there is also the dependence on the size of settlement and number of the people living in it. In larger villages of the Region (Bolshedorohovo, Novokuskovo) the dust load is higher 5 - 7 times than that in small villages on number of the people living in it (Yagodnoe, Filimonovka).

As a research result in matter composition of snow solid deposition samples particles of both natural and technogenic origin were revealed.

Following natural particles are found out: particles of quartz, mica, vegetative particles.

Technogenic particles are found out: aluminosilicate microspherules, microspherules http://www.multitran.ru/c/m.exe?a=110&t=1389585_2_1&sc=335 of black color, particles of soot, coal and slag, fibrous particles of various colors, woodworking particles.

In Asino and the nearest villages from it, Novokuskovo and Bolshedorohovo, technogenic particles prevail while in more remote from the regional center and small settlements the prevalence of particles of natural origin is observed.

Note: P_n average is the average magnitude of the dust load, P_n min is the minimum magnitude of the dust load in the settlement, P_n max is the maximum magnitude of the dust load in the settlement; the background (Central Vasyugan) is $7 \text{ mg/m}^2 \cdot \text{day}$, the data from A.Yu. Shatilov, 2001. The grading in pollution level in terms of the daily dust load magnitude [2]: Less than 250 is the low degree of pollution, harmless level of disease of the population; 251-450 is the average degree of the pollution, moderately dangerous level of disease of the population; 451-850 is the high degree of the pollution, dangerous level of disease of the population; more than 850 is the very high degree of the pollution, extremely dangerous level of disease of the population.

Table

The magnitude of the average daily dust load in the territory of Asino Region, mg/m²-day

Settlement	Quantity of tests	Remoteness from Tomsk	Remoteness from Asino	Pn average	Pn min	Pn max
Yagodnoe	5	73 km on the north-east	27 km on the south-west	13,6	7,5	24,5
Bolshedorohovo	5	85 km on the north-east	15 km on the south-west	70,4	8,3	232,5
Asino	11	100 km on the north-east		131	18,7	441,2
Novokuskovo	6	110 km on the north-east	10 km on the north-west	101	11,1	480
Filimonovka	5	130 km on the north-east	30 km on the north-west	12,7	6,1	23,9
Mikhailovka	5	140 km on the north-east	40 km on the north-west	30,8	11,6	85,0
Asino region	37			59,8	6,1	480,0

EFFECT OF TRANSPORT EMISSIONS ON HUMAN HEALTH

T.E. Monich

Scientific advisors associate professor N.A. Osipova, associate professor I.A. Matveenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The automobile exhaust contains a whole range of substances, most of which are toxic to humans, the major pollutants being carbon monoxide, nitrogen oxides, hydrocarbons.

Like in many ancient cities, the capacity of the streets in the central regions of Tomsk is low and can't cope with the increased stream of cars in recent years, which leads to the creation of traffic jams and the concentration of a significant number of substances in the air. The absence in special high-pass roads, the required number of overpasses, interchanges, underground and surface transitions affects the speed of traffic and, in turn, the air pollution. High concentration of trucking companies and garage cabinets in residential area, congestion of the central roads of the city transport route, a high percentage of defective motor units, the dominance of low-grade liquid fuel is also greatly contributing to air pollution.

Application of human health risk assessment methodology under the exposure to harmful substances accumulated in the environmental components, particularly in the air, has been developed for a long time beyond the purely hygienic approach used to rank areas in terms of risk [1, 2], but it has improved the criteria and methods of establishing safe exposure levels. The accuracy of these estimates is largely determined by the presence of systematic and streamlined database on concentrations of pollutants in various environments, with specific industrial and regional characteristics, as well as the availability of information on the toxicological properties of contaminants. Regarding the first part of this information, they are registered by the State Monitoring System, which is geographically limited, time consuming and can't provide complete information for such assessments. As for the availability of information on the toxicity of the compounds, we should recognize that the number of chemicals involved in production activities is growing much more rapidly than the study of their toxicity and carcinogenicity, which limits the range of substances suitable for risk assessment as well.

Specialists of Tomsk State Specialized Inspection in Environmental Monitoring and Analysis have conducted air monitoring at the crossroads of the city. When carrying out the sampling it is required to determine the content of pollutants in the air for the observed sampling (GD 52.04.186-89, GD 52.04.576-86.) The air composition is variable, and the impurity concentrations are low, therefore, when sampling sorption sinks through which pumped large amounts of air is used. The choice of instrumental analytical methods of air pollutants is approved for the use by the Ministry of Natural Resources. The study of pollutant emissions into the air from stationary sources are regularly listed on the site <http://green.tsu.ru>.

It is stated that the highest levels of air pollution is determined in Pushkin, Red Army, Yakovlev Street, Lenin, Irkutsk and Komsomolsk streets, in which there is a particularly high rate of traffic. On the basis of data on concentrations of pollutants at the crossroads of the city, the human health risk from the emissions of benzene is assessed in the present study.

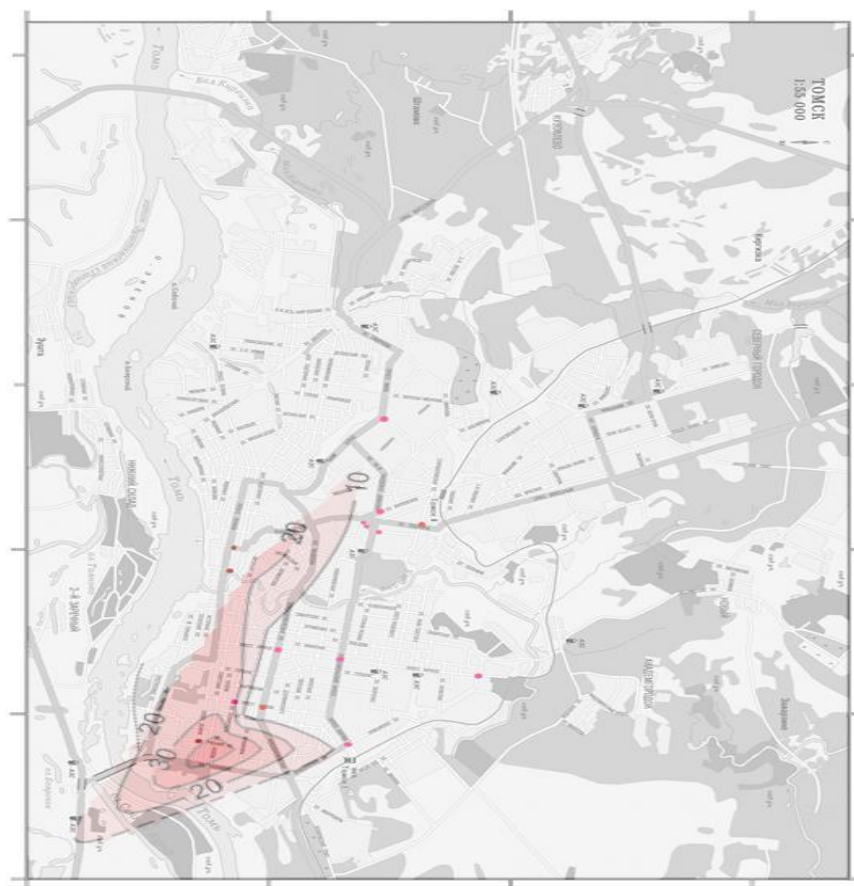
Benzene is found in exhaust gases of vehicles in a relatively small amount - up to 4%, yet it is one of the most dangerous components in complex mixtures of automobile emissions. It is widely known that benzene affects the central nervous system and causes leukemia, according to the classification of the International Agency of Cancer, and it is included in Group 1 of carcinogens. In the article the individual carcinogenic risk from exposure to benzene is evaluated according to the actual observations at the crossroads of the city. The guidance on risk assessment and the «Risk Assistant» software is used when assessing the risk of chronic effects. The standard factors of exposure are taken into account. The factor for the carcinogenic potential risk of benzene by inhalation intake, according to the reference data is 0.027.

Table

*Levels of carcinogenic risk from exposure to benzene
(according to observations of the pollutants' concentration at the crossroads)*

Year	Number of crossroads	Number of measurements / number of samples exceeding the MPC	C average, Shares MPC	C max, shares MPC	C min, shares MPC	R _{ind. average}	R _{ind. max}	R _{ind. min}
2008	18	33/5	0.39	2.5	0.07	$0,43 \times 10^{-5}$	2×10^{-5}	$3,3 \times 10^{-7}$
2009	15	25/1	0.32	1.8	0.07	$0,3 \times 10^{-5}$	2×10^{-5}	1×10^{-7}
2010	15	29/3	1.2	6.2	0.07	$0,75 \times 10^{-5}$	5×10^{-5}	1×10^{-7}

The sampling points or the location of intersections were plotted on a map of the city. All maps, diagrams of individual risk levels have been built in information package Surfer Kriging method as it reflects the pattern of the data distribution in the most appropriate way. All of them are shown in the map (Fig.).



*Fig. Ranking the city in terms of individual cancer risk areas under the exposure of formaldehyde
(according to observations of the city intersections)*

References

1. Environment and health: approaches to risk assessment. / Ed. A.P. Scherbo.- St Petersburg.: MAPA, 2002. – 370 p.
2. Estimates of the risk to human health when exposed to chemicals that pollute the environment / G.G.Onishchenko, S.M Novikov, U.A. Rakhmanin, S.L. Avaliani, K.A. Bushtueva. - M., 2002. – 408 p.

THE USE OF VISCOELASTIC DISPLACEMENT FLUIDS FOR IMPROVING OF THE WELL CEMENTING QUALITY**A.A. Molodtsov, P.P. Pavlov**Scientific advisors technical supervisor, consultant company BSC V.N. Fillipov,
associate professor L.V. Nadeina,**National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia**

The development of drilling technology is inseparably connected with the improvement of cement slurries and displacement fluids, which are complex heterogeneous polydisperse systems. Development and improvement of the scientific base for the properties of cement slurries and displacement fluids become one of the central problems of cementing technology, the successful solution of which determines the development of oil and gas industry. The specific type of displacement fluids – viscoelastic displacement fluid – will be studied in this paper.

The use of displacement fluids ensuring high degree of displacement of drilling fluid from the annulus and removing clay coating from the walls of the well is one of the main measures in complex of ones.

Displacement fluid is fluid injected into the well before cement slurries for preventing their mixing with the drilling fluid in the casing and the annulus, and for more complete displacing of the annulus drilling fluid. The different types of displacement fluids (water, weighted saline drilling fluid or weighted polymeric drilling fluid, acid solutions, the combined fluid, aerated, etc.) were developed and used for various geotechnical drilling conditions [1].

In this paper we will study the use of viscoelastic composition as the principal portion of the displacement fluid.

The increase of effectiveness of the annulus cleaning from the remains of mud is achieved by using of combined displacement fluids. The first part consists of fluid that meets the requirements of high degree of displacement, the second fluid having the high physical and chemical activity. Viscoelastic composition is the best for the head of the displacement fluid. The elastic properties of the viscoelastic composition provide the fairly complete displacement of drilling mud, especially in the cavernous part of the wellbore. Aqueous solutions of polymers and crosslinkers are used to prepare it. Viscoelastic composition obtained by mixing of these components is thermostable, resistant to highly mineralized water, it is not subjected to syneresis, and it is easily pumped without the pump pressure increase in the circulation system [2]. The elastic expansion of viscoelastic composition and drilling fluid displacement of stagnant zones and local extension occurs over time. Therefore, the good effect is achieved with low return velocities.

In the practical implementation of the process of cementing casing, the viscoelastic composition with respect unchanged, adopted at the present time, cementing technology is pumped before cement slurry injection. [3].

Each year the formulations of viscoelastic composition are modified and improved. The viscoelastic compositions consist of three-component gel mixture and density of 1 g/cm³, based on aqueous solution of polyacrylamide 0.5-1% concentration of dry product, an aqueous solution hexaresorcin gum 2% concentration of solid (dry 100%) and technical formalin 37-40% concentration of formaldehyde are widely applied in the 1970-80s in the Soviet Union.

The volume of viscoelastic composition is determined in the rate of support column in the annulus height of 20-25 m.

Cementing technology using viscoelastic composition is the following.

1. The required volume of viscoelastic composition is injected into the casing string with mud pump before turning cement; further cementing process is carried out without changing of current technology.

2. The return velocity in the annulus shall not exceed 0.5-0.7 m / s to ensure the displacement of drilling fluid from the tight spot and wall cavitation and filling them with cement solution; due to the presence of thief zones, pumping speed can be reduced [4].

The viscoelastic composition using does not cause complications in the process of cementing casing strings, provides good hole cleaning and stagnant zones from drilling mud and cuttings, removing of the loose part of the filter cake, complete substitution of drilling mud, and as a consequence it provides the most complete contact of cement stone with casing tube and the walls, confirmed by geophysical researches (Acoustic Cement Bond Log).

In 1970s and 1980s the viscoelastic composition was used for cementing of vertical and inclined wells on the areas of Azerbaijan (Binagadi, Fatmayi, Surakhani, NeftianieKamni), Kalmykia, trust Yaroslavgazneftazvedka, Kazakhstan (Uzen, Zhetybai), it has also been used in association Soyuzburgaz in Trust Kalmykneftegazrazvedka, gas field Medvezie and on territories of Tomsk region, particularly on Tambaevsk field.

Earlier formulations of viscoelastic composition have not received widespread use because of the complexity of preparation, compounding compliance, quality control, and high hazard classes of components.

At present, there are some service companies which research and develop single-component formulations of crosslinked polymer systems for use as a viscoelastic composition. The proposed formulations differ from those had been used before by their ecological compatibility, simplicity of preparation, the wide range of density and the normalized time of gelation for specific geological and technical conditions.

At present viscoelastic composition Polygel-1 has developed and it is ready for commercial introduction, it represents 1-2% solution of the polysaccharide polymer, with the addition of polyvalent metal salts of the crosslinkers in the range of 0.3-0.6%. The elastic property set occurs within 1-2 hours. The consistency of the viscoelastic composition is determined with a help of an apparatus developed in the laboratory of "Well Casing Service" on the basis of the cone KR-1.

References

1. Basarygin, Yu.M. Drilling completion, 2000. - 686 p.
2. Bulatov, A.I. Oil and gas cementing manual, 1981. - 323 p.
3. Bulatov, A.I. Oil and gas cementing procedure, 1983. - 420 p.
4. Mirzadzhanzade, A.Kh. Improving of oil and gas cementing, 1975. - 254 p.

THE ROLE OF INDICATOR OF ELEMENTAL COMPOSITION OF MICROBIAL COMMUNITIES IN THE HOT SPRINGS OF THE BAIKAL REGION

T.A. Perminova

Scientific advisors associate professor N.V. Baranovskaya, associate professor I.A. Matveenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Ecosystems of hot springs include microbial communities (mats) of biocoenosis, operating actively in the migration of chemical elements. Mats are biocoenosis composed of prokaryotes and located at the bottom of ponds or in the shore area. The shape of mats is the most similar to films of mould. The ancient bacterial mats were the only biocoenosis on the Earth. Currently, bacterial mats are the most common in hot springs.

Mat is a thick multi-layer "carpet" with a total thickness up to 2 cm, its base is palmelloid or filamentous cyanobacteria, in addition, a wide variety of microorganisms are involved in forming the community. Several functionally discrete layers can be easily distinguished inside the mat (Fig.).

Thus, the mat is a highly integrated community with a highly complex organized structure of the food, the two top layers are composed from producers and consumers of the first order ("plants" and "herbivore") combined in the food chain such as pasture, and the lower layer is formed by decomposers ("carrion-eaters") getting the organic material from the upper layers of detrital chain (Fig.). Moreover, measurements have shown that the mat is generally one of the most balanced ecosystems: it produces as much organic matter and oxygen as it is necessary for life (zero balance).

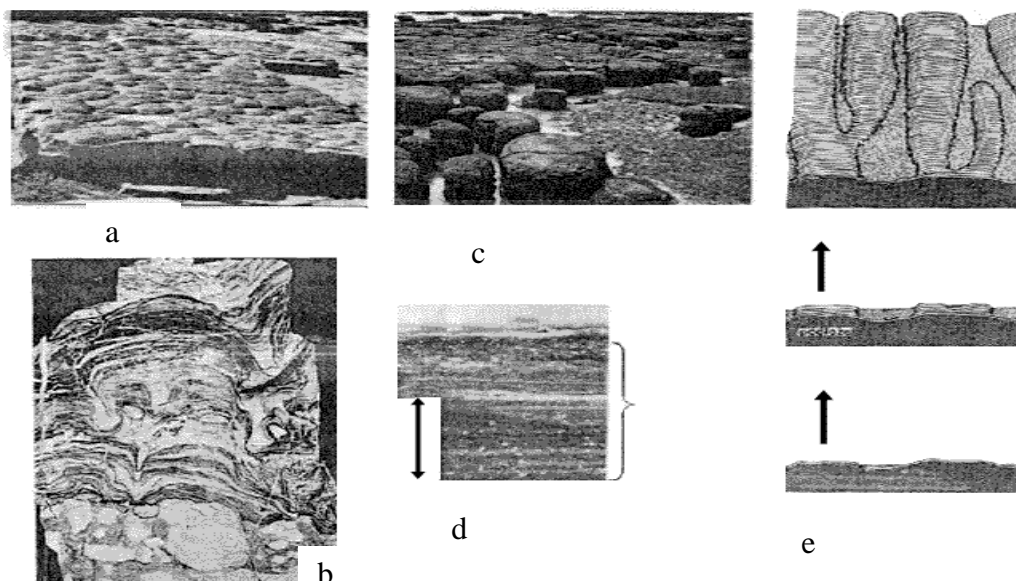


Fig. Mats and stromatolites - modern and fossil: (a) - fossil stromatolites, general view, (b) - their cross-section, (c) - modern stromatolitic structures in Shark Bay, Australia, (d) - cross-section of the mat, (e) - the formation of stromatolite by mat (diagram).

The objective of this work is to assess the ecological status of the Baikal region, using the hot springs ecosystem. Such studies have not been conducted before.

Currently, the results of instrumental neutron activation analysis performed in the nuclear and geochemical laboratory of the department GEGH TPU-based nuclear research reactor are obtained.

Instrumental neutron activation analysis (INAA) is based on the detection of radiation of radioactive nuclides produced by irradiation of samples by a neutron beam. Irradiation of the samples is performed in the nuclear reactor at the current slow neutrons. Gamma-radiation produced by the action of neutrons in the test samples is recorded by radiometers or spectrometers. Standard samples along with the test samples are irradiated under the same conditions. Defining the contents of chemical elements is made by comparing the emission intensities of samples and standard samples at selected energy intervals of the spectrometer and using simple gamma-ray spectrum - from measurements of the integral gamma-radiation. Having been irradiated, samples are kept for some time ("cooling"), and then sent for

analysis. The latter is done directly on the sample (INAA), or after radiochemical treatment, during which the tested radionuclide is released, which allows us to determine its contents by radiochemical method.

INAA has a number of advantages:

1) it provides a quantitative determination of many chemical elements from a single sample, 2) virtually eliminates the dependence of the results of determinations on the chemical properties of elements, and 3) provides the opportunity to analyze small portions.

The results of the analysis are presented in the form of monoelement histograms performed in terms of the average values of the contents.

According to the histogram of elements in the mats, we can draw some conclusions:

- 1). In the sampling point number 1 we can see the large portions of Na, Zn, As, Br, Cs, Lu, Au.
- 2). In point number two high concentrations of the elements are not revealed, the values do not exceed the average.
- 3). Point number 3 is characterized by high contents of Na, Ca, Lu, Cs, Sr, Br.
- 4). In point number four we can see the large portions of Na, Lu, Hf, Cs, Th, U.
- 5). The point number 5 is marked with increased levels of practically all the elements: Na, Ca, Sc, Cr, Yb, Lu, Hf, Ta, Nd, Sm, Eu, Tb, Cs, Ba, La, Ce, Rb, Sr, Sb, Fe, Co, As, Au, Th, U.
- 6). Point number 6 is characterized by high contents of Cr, Nd, Sm, La, Ce, Th, U.
- 7). Point number 7 is marked with large concentrations of Sr, Th and U.
- 8). The sampling point number 8 can show high concentrations of Cr, Tb, Sr, Ag, Sb. The highest content of Au is also observed.
- 9). Point number 9 is characterized by high concentrations of Sr, Ag.

Using geochemical clarks of noosphere (according to N.F. Glazovskii, 1982), clarks for concentration of identified elements in the mats were calculated, associative geochemical ranges for each point of sampling were formed.

Specification of geochemical ranges shows the character of elements in the mats:

- according to the analysis, almost all the objects show the association of Au, Ag, at the beginning of the range,
- you can assume that the point number 5 selection is the most intensive in the number of items exceeding the noosphere clark (Clark noosphere is greater than 8 elements),
- point selection number 8 is characterized by a significant excess of Au clark.

References

1. Reference of geochemistry to the search for mineral deposits / ed. Solovov A.P., Arkhipov A.J., Bugrova V.A. and others - Moscow: Nedra, 1990.
2. <http://www.medbiol.ru/medbiol/lifehist/0008b3c8.htm#000db3fc.htm> (date of appeal 10.10.2011)

PALEONTOLOGICAL CHARACTERISTIC OF THE BASANDAYSKAYA SUITE OF THE KOLYVAN'-TOMSK FOLDED ZONE

M.A. Ponamarenko

Scientific advisors associate professor E.D. Ryabchicova, associate professor A.V. Didenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The Kolyvan-Tomsk folded zone is located in the northwest of the Sajano-Altay folded zone. The research area is situated in the city of Tomsk where the first geological field studies took place. The paleontological material, collected during these studies, has formed the basis for this article.

The history of studying Tomsk Lower Carboniferous slates dates back from the XVIII century when organic remains in the clay slate were first documented in Tomsk. Various researchers tried to use fauna to determine the age of these slates. Later on the basis of the paleontological discovery, made at the beginning of the XX century by M.E.Janishevsky, the Early Carboniferous age of the rocks, exposed on the right bank of the river Tom', was defined.

The KTFFS (Kolyvan'-Tomsk folded facies subzone) carbon formation stretches as a wide band to the north-northeast. The KTFFS system is divided into the lower and middle parts.

The Basandayskaya suite (C1-2 bs) is named after the river Basandayka, which is the right tributary of the river of Tom'. It was first defined as a formation by K.V.Ivanov in 1956. In 1999 it was redefined as a suite. The Basandayskaya suite is situated in the northwestern part of KTFFS.

The suite is exposed on the right bank of the river Tom': the Boets point, Anikin rocks near Anikino village, Blue Cliff near Kolarovo village and along the right tributaries of the Tom' river: in two big Stepanovsky open-cut mines in Stepanovka village (Fig. 1).

The Basandayskaya suite consists of sandstone, siltstone and carbonaceous-argillaceous slate. As for the rock lithology sandstone is the most typical and varied. It can be light grey, bluish-grey, greenish-grey, it can have medium- and coarse-grained structure and quite often bedded structure.

The suite rests erosively on the deposits of the Lagerniy Garden suite and finishes the section of low-middle carbon of KTFFS.



Fig. 1. The geological map of the studied area

Predominance of sandy-auleritic material, small interbeds of fossil coal and seam with plant remains are the unique feature of this suite. There are small sideritized concretions with gastropods fauna in the horizons of the suite. The prints of *Asterocalamitesscrobiculatus* (Schlotheim) have been found in exposures in the lower course of the river Basandayka, on the right bank of the river of Basandayka, 150 m. downstream, and in several places in the right bank of the river Tom'. In the exposure described above with flora on the right bank of the river Basandayka we have found gastropods fauna in the form of kernels, brachiopods from Spiriferida, Chonetida and Productida groups (presumably *Productus cf. punctatus* Sowerby). The remains of cephalopods and folding molluscs in the form of moulds have been found exposed in Anikino rocks near Anikino. These samples have been studied, and the description is given below (Fig. 2-3).

Division: PTERIDOPHYTA.Sphenopsida

Class: Equisetopsida.

Order: Calamites.

Asterocalamites gen.

Diagnosis. Articulated trunk with long internodes (6 sm and longer), nodal lines are hardly perceptible, costae follow from one internode into another, right through nodal lines. Long thread-like leaves form verticils, slightly connivent or free at the beginning, which further greatly multiply.

Distribution area. Lower carbon in the USSR, the Western Europe, Asia Minor.

Location. Minusinsk pool: the river Yenisei near Kolyagino village; nadaltayskaya and podsinskaya suites; the river Abakan near Askis village, Montenegro suite. The Kolyvan'-Tomsk arc; the suburbs of Tomsk, Basandayskaya formation



Fig. 2. PTERIDOPHYTA.Sphenopsida



Fig. 3. BRACHIOPODA. Brachiopods.

Division: BRACHIOPODA. Brachiopods.

Class: Articulata.

Chonetidae Bronn

Chonetes Ficher gen., 1837

Diagnosis. A small shell, about 15 mm wide, of semielliptical outline. The length of a hinge is equal to the width of a shell. Rectangular auricles; the top is slightly bent and well above the hinge. A pedicle valve is moderately and well arched, a brachial valve is moderately dishd. There are 8 spines. An exclusively thin, hardly seen with the naked eye, radial ripple, so that the surface of the shell seems perfectly smooth, is most characteristic for the given kind.

Distribution area. In the early Visean and Namurian of Belgium and Kuznetsk Basin.

Location. Kuzbas, near Yermaki village and Old Balakhonka village, ostrogradskaya suite.

Spiriferida.

Diagnosis. A shell is arched. The areas of the pedicle valve differ in height with the delthyrium, those of the brachial valve are linear. There are teeth (pedicle valve), dental sockets are limited with crurals (brachial valve). The brachiophore is in the form of the coiled cones, pointing against the hinge. The shell attaches with a leg all its life.

Location. Late Ordovician – Early Jurassic.

Productida

Diagnosis. Shells are convex or convex-plane. Areas are linear when they are present. The pedicle valve can have teeth or tooth plates. There is no brachiophore. Ornamentation can be various – costae, plications, spines.

Location. Silurian-Permian.

The studied samples have great stratigraphical and paleogeographical value. They serve as a basis for classification and correlation of Late Paleozoic deposits, as well as for defining the lower-middle-carboniferous age of the Basandayskaya suite.

The samples under study allow to make the following conclusion about the formation conditions of the Basandayskaya suite: facias environment often changed - from shallow-marine to lower accumulative. Alternation of the strata with sea fauna and strata with fresh-water fauna as well as plant remains support this assumption.

References

1. Bogoayavlenskaya O.V., Fedorov M.V. Basics of Paleontology. – M. "Nedra", 1990.
2. Gudymovich S.S., Rychkova I.V., Ryabchikova E.D. Geological Structure of Tomsk vicinities. – Tomsk, TPU Publishing House, 2009.
3. Halfin L.L. Biostratigraphy of the Paleozoic in the Sajano-Altay mountains, Volume III, Upper Paleozoic. - Novosibirsk, 1962.

RATIONAL USING OF GEOTHERMAL WATER RESOURCES**I.V. Radyuk**

Scientific advisors professor E.M. Dutova, associate professor A.N. Oleynik
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Increase in tariffs for electricity and heat in Russia increases the competitiveness of various renewable energy, particularly geothermal energy [1]. In the West Siberian region there are reserves of geothermal heat, suitable for widespread use in industry and agriculture.

Comparison of geothermal with conventional energy sources shows their advantages: inexhaustible, ubiquitous, locality to ensure complete customer with heat and electricity, regional belonging to local resources, security, production of geothermal energy, economic competitiveness, the ability to build low-power systems, environmental cleanliness.

However, geothermal resources have disadvantages: the low temperature of the coolant at the potential output of geothermal facility, untransportability, the impossibility of storage, corrosion and salt deposition on the contact surfaces, which requires the use of special schemes of water treatment [2].

Vertical borehole heat exchanger consists of two coaxial cylinders. Water moving down the annular ring space selects the heat from the surrounding rock and rises when heated by the inner casing. To reduce the reverse outflow of heat, the outer surface of the inner tube is insulated by a layer of material with low thermal conductivity of 0.01 m thick, covered with a thin plastic tube [3]. At the depths of a borehole heat exchanger located at 100-400 m, the maximum flow rate of water is 14 m³/ day. The corresponding thermal energy is sufficient for heating only a few individual homes in southern regions. It should be noted that the use of insulation reduces the heating of water from the rock.

Because geothermal water with temperature 70-190 ° C is at a depth of 2000-5500 m, it is necessary to use more deep wells. It is known that the total unit cost of production of geothermal heat is determined primarily by the cost of drilling wells, their number and heat load. The number of wells, in turn, depends directly on the heat load, well flow rate and temperature gradient. Therefore, the basic condition of the high cost of geothermal energy scheme is to reduce to the minimum number of active wells. Therefore, the special drilling of deep wells are not repaid.

The old abandoned wells with depleted oil and gas fields can be used for these needs. To install a borehole heat exchanger is opened an artesian aquifer at depths of 800-900 m is opened. Directly above it is opened a packer with tubing, deflated prior to slaughter at a depth of about 3,000 meters. Above the packer is placed submersible electric pump to circulate through the face and pumping of fresh water heated in the downhole heat exchanger [1].

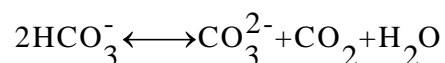
Water temperature of artesian horizon is 48-50 ° C and at a depth of bottom the temperature of the rock reaches 110 ° C. Additional heating of artesian water in its circulation in the annulus and the use of fiberglass with the lifting of pipes with a relatively low thermal conductivity will raise the estimated water temperature above the packer to 65-70 ° C. The conservation of heat can be used for heating and hot water to the residential sector of the city. An additional advantage of such a decision is as follows taking scarce drinking water from municipal water systems is not allowed.

Corrosive influence of geothermal water on the metal is due to many factors: salinity, gas content (hydrogen sulfide, carbon dioxide, oxygen), pressure, temperature (maximum corrosion rate is observed at a temperature of 60-90 ° C), pH, etc. Some thermal waters contain sulphate reductive bacteria that when released into the heating system can accelerate the corrosion in 10-15 times [2].

The deposition of calcium carbonate is the most common type of the salt sediment. Almost all types of surface and groundwater are close to saturation for calcium carbonate. Slight shift of balance, which can be expressed in the change of pressure, temperature and salinity of the solution is required for calcite to separate to the solid phase.

Scaling occurs when a thermal or dynamic equilibrium is broken in solution, and it is the stronger, the sharper the violation happened. Chemical types of mineral deposits are diverse: carbonates (calcite, aragonite), sulfates (gypsum, anhydrite, barite), sulfides (pyrite, gidrotroilit), oxides (limonite, silica), native elements (lead, sulfur). In the process of scaling thermal performance radiators become worse, hydraulic resistance of pipes increases, it is possible to complete occlusion and system is out of order.

Scaling or corrosion activity depends on the carbon dioxide balance. Various forms of carbon-dioxide compounds in thermal waters are in dynamic equilibrium [3]:



The formula shows that a certain concentration of bicarbonate ions in water is provided by a certain amount of free carbon dioxide corresponding to this concentration. This carbon dioxide is in equilibrium. If the concentration of carbon dioxide in water is more than the equilibrium value, then the equation is shifted toward the formation of bicarbonate ions with a simultaneous decrease in the concentration of the CO_3^{2-} ions. On the contrary, if the concentration of CO_2 is below the equilibrium, the bicarbonate ions decompose with the formation of the CO_3^{2-} ions and increase the CO_2 concentration.

The following methods of corrosion control are used in practice:

decontamination of water by special devices which remove the aggressive components such as hydrogen sulfide and carbon dioxide;

reagent method of water treatment (good results give combined use of polyphosphate treatment and sodium silicate) or maintaining the pH level at 6.5-7.5, ensuring the stability of the water, which is achieved by addition of water to sulfuric acid;

using of anti-corrosion coatings which are resistant to the effects of acidic or alkaline media at high temperatures such as special varnishes and enamels, phenolic, epoxy, vinyl chloride coating materials, or titanium coating;

magnetic treatment of water;

water treatment with ultrasound;

using of tubes made from synthetic polymers.

Existing methods of preventing corrosion in geothermal systems of heat and power supply, especially in the combination of several methods result in a significant reduction in deposits. However, these methods are in most cases accompanied by significant costs on pre-treatment of water (reagents, ultrasound, magnetic water treatment), this in practice requires substantial investment. To build geothermal power plants are known to require large investments than for the construction of power plants using fossil fuel, due to the fact that the costs include additional drilling and completion of geothermal wells, construction of the collection, transport and training carrier as well as reinjection of spent coolant into stratum [5].

Heat exchangers with titanium coating are not widely used in Russia because of the high cost of this metal in our country. The disadvantage of reagent methods is as follows their implementation requires the creation of special facilities for storing and dispensing the reagent, supervising the operation, qualified staff and etc. For the magnetic treatment of water special hydromagnetic devices with permanent magnets or electromagnets are used. It is advisable to use fiberglass pipe, which became widespread in the oil industry.

Thus, the direct use of downhole heat exchangers is possible only in low temperature heating systems, which are used in southern regions of Russia.

For most of the territory of Russia the water from the wells for heating systems should be further heated by means of special devices, such as heat pumps [2, 4]. Evaluating the effectiveness of their use on the basis of the potential of geothermal waters of the Novosibirsk region has shown that heat pumps transfer heat from the heat source of underground water (5-40 °C), extracted from depths of 40 to 1200 m to the heat exchangers of high potential (65 ... 67 °C). Heat pumps can be used for self-heating and hot water supply of residential and production premises. A single thermal power ranges from 3.7 to 9 MW, which allows to use flexible system of heat utilization, depending on the season and working conditions. Heat pumps are environmentally friendly and they operate in automatic mode, with a lifetime of at least 10 years [3].

With the current price ratio on electric and thermal energy the cost of heat generated by heat pumps is in 1,6-3,7 times lower than the cost of district heat supply and in 2-3 times lower than the cost at oil-fired and coal-fired boilers of low and medium power. The use of geothermal water as an energy carrier allows you to ensure sustainable heating of the social sphere, to reduce budget expenditures for fuel supply, to engage local manpower into economic circulation and to reduce the existing burden on the environment. The payback period is about 4.5 years.

Reference

1. Alkhasov, A.B. (2008). Geothermal energy: problems, resources, technology. Moscow: Fizmatlit, 376 p.
2. Boguslavsky, E.I. (2004). Heat subsoil of Russia. Thermal engineering, № 6, 25-30.

3. Povarov, O.A., Tomarov, G.V. (2006). The development of geothermal energy in Russia and abroad. *Thermal engineering*, № 3, 2-10.
4. Plyaskina, N.I. (2004). Evaluating the effectiveness of the use of heat pumps based on the potential of geothermal waters of the Novosibirsk region. *Thermal engineering*, № 4, 58-62.
5. Radjabov, R.I. (2003). More efficient use of geothermal heat. *Thermal engineering*, № 3, 52-54.

PARAMETER ESTIMATION FOR LEAKAGE DETECTION AND INVERSE MODELS

O.I. Rakitin; R.E. Tereschenko

Scientific advisors professor S.N. Harlamov, associate professor R.N. Abramova

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

In many pipeline related industries, such as a potable water supply or in oil or gas transmission, owners know that information is the key to successful management of their pipeline operation. For example, in the case of a water supply, physical system characteristics, customer data, production rates, maintenance records, quality assays, and so on, each provide management, engineering, operations, and maintenance staff with information they need to keep the system running efficiently and safely, and at a reasonable cost to the consumer. A large body of literature on the subject of information requirements and data management already exists, and all private and public pipeline utilities are aware of the importance of collecting, archiving, and analyzing data. Perhaps the most costly and time consuming aspect of information management, however, is the collection of data. This article outlines how inverse transient analysis can be applied to gather some types of physical system data. The technology has the potential to be both cost efficient and accurate.

Using high-frequency pressure transducers, it is now possible to safely measure induced, or naturally occurring, pressure surge events. Coupling water hammer models to inverse models offers the possibility of inexpensive data collection with a wide coverage of the system. System demands, leakage, pipe condition (roughness), closed or partially closed valves, even pockets of trapped gas or air can (in theory at least) all be detected using recorded high-frequency pressure data. In addition to pressure measurements, transient flow data can also be used in the inverse analysis procedures. However, flow meters capable of accurately resolving the variation in flow rates that occurs during water hammer events are quite expensive and more troublesome to install. High-frequency pressure transducers, on the other hand, are relatively inexpensive and easy to mount at common access points, such as valve and meter chambers, or even at fire hydrants. To date, hydraulic model parameters such as pipe roughness and wave speeds have been successfully calibrated using these techniques. Currently, there are many different methods, but we will consider the main ones [4].

Inverse Analysis of Transient Data. Whether a transient is small or large, accidental or planned, pressure waves propagate from their respective points of origin to other parts of the system. They travel at speeds ranging from about 250 m/s to nearly 1500 m/s, depending on pipe material, soil and anchoring conditions. The shock fronts interact with any part of the system that either dissipates energy or does work in a thermodynamic sense. Thus, the energy content of the wave is diminished by virtue of its interaction with the physical system, and its frequency components, amplitude, phasing, and attenuation characteristics become modified through successive interaction with the system. In effect, a pressure signal at a given location constitutes a record of conditions in the system during the course of a given transient event. Deciphering this record of interaction and extracting its information content is precisely what an inverse transient model does. The inverse model evaluates the recorded pressure (or flow). Signal and determines which set (or sets) of system parameters, i.e., pipe roughness, water consumption (leakage), wave speed, etc, best matches the measured (data). In this way, this is information data. Of several types can be gathered from those areas of the pipe system that the transient waves have traversed.

Most, though not all, inverse models utilize real measurements in a “data-fitting” exercise that typically provides “best-fit” parameters for the mathematical model postulated to fit the data. Least-squares data-fitting is a simple example of an inverse method that tries to fit the best mathematical model (i.e., linear, exponential, polynomial, etc) to some observed data set. The “goodness of fit,” i.e., how well the particular assumed mathematical model represents the data, can be measured statistically by an analysis of the errors between the observed data and those predicted by the model. In fact, these errors are explicitly minimized using Lagrangian optimization such that the optimal parameter set is directly solved for. The same concept can be applied to more complex physical systems using sophisticated models. In an inverse problem, output from a “forward” model is used to generate an estimate of one or more measured data sets using some assumed set of system parameters. System parameters could be pipe wave speed, friction factor, water consumption rates and locations, leakage rates and locations, and so on. A “merit” function is used to compare the goodness of fit between the observed data and the model output. Common merit functions are the error sum of squares, sum of the absolute values of errors, etc. Some sort of search or optimization procedure is employed to find the set of parameter values that minimizes the discrepancy between observed data values and those predicted by the forward model. It is the nature of the search technique employed in the optimization step that characterizes the inverse modeling approach [3, 4].

1.1 Adjoint models. Adjoint models use a form of Lagrangian optimization coupled with a gradient search to minimize the errors between the observed data and the forward model prediction. In transient flow applications, the problem statement would take the following general form:

$$\text{Minimize} \quad E = \sum [(h^m - h^c)^2 + (q^m - q^c)^2] \quad (1)$$

subject to the following physical constraints:

$$\frac{\partial h}{\partial t} + \frac{a^2}{gA} \frac{\partial q}{\partial x} = 0 \quad (2)$$

$$\frac{\partial q}{\partial t} + gA \frac{\partial h}{\partial x} + f \frac{q|q|}{2AD} = 0 \quad (3)$$

where E is the error sum of squares are the continuity and momentum equations rewritten in terms of discharge and assuming steady Darcy-Weisbach friction. The superscript m denotes measured data values and the superscript c denotes the values computed by the forward model, h is piezometric pressure head, q is the flow rate, a is the pipeline celerity, f is the Darcy-Weisbach friction factor, t is time, x is a spatial coordinate, g is gravitational acceleration, and A and D are the pipeline cross-sectional area and diameter, respectively. Equation (1) can be combined with Eqs. (2) and (3) By using Lagrangian multipliers λ_1 and λ_2 as follows:

$$E^* = \int \int_{x \ t} [(h^m - h^c)^2 \delta(x^m - x^c) \delta(t^m - t^c) + (q^m - q^c)^2 \delta(x^m - x^c) \delta(t^m - t^c) + \lambda_1 \left(\frac{\partial h}{\partial t} + \frac{a^2}{gA} \frac{\partial q}{\partial x} \right) + \left(\frac{\partial q}{\partial t} + gA \frac{\partial h}{\partial x} + f \frac{q|q|}{2AD} \right)] dx dt \quad (4)$$

The merit error function has now been designated E^* to indicate that it includes the Lagrangian terms for the continuity and momentum equations, and has been expressed as an integral to be consistent with the continuum form of the momentum and continuity equations. The Dirac delta functions are included to ensure that merit function terms are evaluated only at those locations and times for which observed data exist.

The conventional approach to Lagrangian optimization is to take partial derivatives of the merit function with respect to the unknown system parameters (a or f in this simple formulation) and the Lagrangian multipliers λ_1 and λ_2 , and equate these slope functions to zero. This provides four equations from which the four unknown variables a, f, λ_1 , and λ_2 could be determined. However, as these equations are quasi-linear hyperbolic partial differential equations, a more elaborate procedure must be used. Partial derivatives of the merit function are taken with respect to λ_1 and λ_2 and at critical points of the merit function must have a slope of zero. The two derivative functions given in Eq. (5) below are known as the adjoint equations.

$$\frac{\partial E^*}{\partial \lambda_1} = \frac{\partial h}{\partial t} + \frac{a^2}{gA} \frac{\partial q}{\partial x} = 0; \quad \frac{\partial E^*}{\partial \lambda_2} = \frac{\partial q}{\partial t} + gA \frac{\partial h}{\partial x} + f \frac{q|q|}{2AD} = 0 \quad (5)$$

It suffices to say that the adjoint model is solved iteratively. Values for physical system parameters a and f are assumed, and the forward model is run to determine the transient head and flow. The adjoint equations are solved using the known heads and flows in a backward pass to calculate the Lagrangian parameters λ_1 and λ_2 . These values are used in a gradient search step (the conjugate gradient technique is often used) to select new estimates of the optimal parameters. The search procedure terminates when the value of E^* cannot be reduced any further. The advantage of the adjoint method is that it can be extremely efficient for a well-conditioned problem. The model can be formulated to solve for other parameters of interest beside wave speed and friction [2].

1.2 Genetic algorithms. Genetic algorithms (GAs) have gained widespread popularity in recent years. There are many reasons for this success: (I) GAs can be applied to a wide variety of problems; (II) GAs do not require the development of additional code needed to solve the adjoint of the forward problem; (III) A single GA can be used with various models that solve the same forward problem; (IV) any model parameters can be specified as the unknown system parameters in a GA; (V) GAs are quite successful in problems containing local extrema; and (VI) GAs can find not only the global optimum, but can also describe other suboptimal solutions of interest, particularly for flat merit functions. Genetic algorithms do not work for every problem, however, and one must be aware of their limitations. GAs work best for problems in which genotypes consist of a small number of genes that can be expressed in short length strings, i.e., problems having few decision variables (parameters) that can be identified by a small number of binary digits. Problems with large numbers of real-valued parameters over an extensive and continuous domain are demanding of computer resources when solved by genetic algorithms. Despite these limitations, the method seems to work well with pipeline problems, albeit solution procedures are slower than those of the adjoint method. In the simplest sense, genetic algorithms are an efficient form of enumeration. A candidate set of parameters is assumed or randomly generated to form individuals in a population. Subsequent iterations use evolutionary (mutation) and reproductive (crossover) functions to generate further generations of solutions [1]. The mathematical principle upon which genetic algorithms are based is intended for use with problems in which the decision variables are discrete, and in these situations the method can be extremely efficient. Modifications to the method have been developed to extend its application to continuous real-valued problems, although the procedures are less efficient in these cases. Karney and Tang have successfully applied the genetic algorithm method to parameter estimation problems in water distribution systems using transient pressure readings. Using data from only two pump trip tests (one for model validation and the other for the parameter estimation), Karney and Tang have successfully estimated pipe roughness factors and wave speed for several large water distribution systems.

References

1. Liggett, J.A., Chen, L.C. (1994). Inverse Transient Analysis in Pipe Networks. Hydraulic Engineering. 120(8), 934–995.
2. Marchuk, G.I. (1995). Adjoint Equations and Analysis of Complex Systems, Kluwer, London.
3. Sun, N.Z. (1994). Inverse Problems in Groundwater Modeling, Kluwer, Academic Publishers.
4. Sykes, J.F. (1985). 'Sensitivity Analysis for Steady State Ground Water Flow Using Adjoint Operators. Water Resource Res. 21(3), 359–371.

GEOLOGISCH-GEOPHYSIKALISCHES MODELL DES VORKOMMENS KRAPIVINSKOJE NACH ANGABEN DER SEISMIK UND GEOHPYSIKALISCHEN FORSCHUNGEN

A.O. Rastorgujewa

Wissenschaftliche Leiterinnen Professorin W.N. Ustinowa, Dozentin L.S. Ratner

Nationale polytechnische Forschungsuniversität, Tomsk, Russland

Ein großer Teil des Erdöls im Südosten von Westsibirien ist im produktiven Horizont (Ju) der Vasjuganabfolge konzentriert. In verschiedenen Teilen südöstlich der Westsibirischen Tiefebene schließt er 1-5 produktive Formationen ein, in denen unabhängige Lagerstätten vorkommen. Die Ölvorkommen in diesen Formationen werden sowohl durch strukturelle als auch lithologische Faktoren bestimmt. Das komplexe Bild der Verteilung von Reservoir-Formationen im Horizont (Ju) und die starke Variabilität der Reservoir-Eigenschaften sind die größten Schwierigkeiten bei der Identifizierung und Bewertung der Quantität und Qualität der Reserven und Ressourcen von Ölvorkommen. Um sie zu überwinden, muss man zuerst lernen, die Verteilung der Speichergesteine im Horizontsediment nach Angaben der seismischen Untersuchungen korrekt vorhersagen.

Die Erschließung des Erdöl- und Gas-Potenzials von großen Vorkommen der Region Tomsk erfordert eine detaillierte Untersuchung der Eigenschaften von geologischen Ablagerungen der produktiven Komplexe. Für die Erdöllagerstätte Krapivinskoje sind das jurassische Sedimente charakteristisch. Der Bau eines geologischen Modells des Feldes schließt das Studium der lithologisch-faziellen Struktur des produktiven Teils der Formation, der Eigenschaften ihrer geologischen und tektonischen Strukturen, der sekundären Mineraltransformation in Reservoirs und umliegenden Speichergesteine, ihrer Erscheinungsform in geophysikalischen Feldern ein. Der Bau eines geologischen Modells von Ölfeld basierte in erster Linie auf den Untersuchungen des geologischen und geophysikalischen Materials über die produktiven Ablagerungen, die im Untersuchungsgebiet gesammelt wurden. Es wurden die Besonderheiten der Bildung, der räumlichen Verteilung, des lateralen Auskeilens und der faziellen Substitution der wichtigsten Produktivhorizonte und überdeckender Tonvorkommen untersucht. Der produktive Jura-Komplex der Plattformabdeckung süd-östlich von der westsibirischen Tiefebene ist eine wichtige Öl- und Gas-Schicht in der Region Tomsk. Jurassische terrigene Abfolge ist in erster Linie aus Sandstein und Aleuroliten zusammengesetzt, die mit Argilliten und Kohleflözen umgeschichtet wird. Stratigraphische Gliederung der Jura Ablagerungen in der Region Tomsk wurde von F.G. Gurary, L.W. Smirnow, A.M. Kazakov, V.P. Devjatov, V.S. Surkow und anderen ausgeführt. Die ausführliche Faziesanalyse der einzelnen lithologischen Pakete erledigten V.P. Devjatov, E.E. Danenberg, V.B. Belozerov, A.V. Jeschowa, T.G. Egorova, etc.

Detaillierte geologisch-geophysikalische Untersuchungen im Vorkommen haben ein kompliziertes Bild der räumlichen und stratigraphischen Lokalisierung des produktiven Reservoirs und der lokalen Abschnitten der Erdöl- und Gassättigung festgestellt. Die Ober-Jura Ablagerungen sind besonders untersucht. Das Ölfeld Krapivinskoje wurde im Jahre 1984 entdeckt. Die operative Bewertung der Ölreserven wurde 1984 verwirklicht. Das Ölfeld wurde 1984 in die Bilanz von „Tomskneftjgasgeologia“ aufgenommen. In den folgenden Jahren vergrößerten sich die Vorräte nach Ergebnissen der Explorationsarbeit fast jedes Jahr.

In den Jahren 1990-1994 wurde eine Testförderung der Schicht Ju¹₃ an der Erkundungsbohrung 201 durchgeführt. Im Jahre 1995 wurde die Lagerstätte in die Bilanz der AG „Tomskneftj WNK“ aufgenommen. Im Zeitraum von 1995 bis 1997 wurden im nördlichen Teil des Vorkommens Krapivinskoje drei Explorationsbohrungen gebohrt: 216, 218 und 223, im Westen und in der Kopplungszone. Im Jahr 1997 wurde das Vorkommen in den Probebetrieb genommen.

Laut der "Tektonischen Karte des Fundaments der Westsibirischen Platte", die unter der Leitung von V.S. Surkow 1981 zusammengestellt wurde, gehört das Territorium des Erdölfeldes Krapivinskoje zum Bereich der späten Herzinfaltung und in struktureller Hinsicht – zu Werchnevasjugan Antiklinorium. Das Erdölfeld Krapivinskoje ist auf die gleichnamige lokale Erhebung im südlichen Teil des Kajmysovski Gewölbes beschränkt. Die Struktur, den seismischen Daten nach, stellt eine relativ einfache kuppelförmige Faltung der submeridionalen Streichen dar, die mit Isohypsen (2700m) abgegrenzt sind. Die Strukturabmessungen betragen 19x13 km, die Hebungsamplitude – etwa 100 m. Die Gaskondensatlagerstätten sind in den Schichten Ju¹₂ und Ju¹₃ des Horizontes Ju¹ der Vasjugan-Schichtenfolge festgestellt. Die Schicht Ju¹₁ als Speichergestein hat eine beschränkte Ausdehnung, sie hat selbständiges Öllager im östlichen Teil des Vorkommens.

Weitere Studien der Besonderheiten der geologischen Struktur des Vorkommens und des Charakters seiner Erdöl- und Gassättigung erfordern die Lösung einer Reihe von miteinander verbundenen und schwierigen Aufgaben, unter denen sind – die geologisch-tektonische Struktur der Komplexe aus verschiedenen Epochen, der Charakter der lithologisch-faziellen Substitution der produktiven Schichten, fazielle Form der Sandsteinspeicher, syn- und postdiagenetische Umwandlung in Sandsteinen. Das gebaute geologische Modell des Vorkommens zeigte die Kompliziertheit der Kohlenwasserstoffsättigung der Speichergesteine, individuelle Form des lateralen Auskeilens und der Kohlenwasserstoffbefüllung für jede Sandschicht. Bei der Untersuchung der Eigenschaften der geologischen Struktur

der Lagerstätte, der lateralen Lage im Erdölgassättigungsbereich ist es wichtig, die Besonderheiten des lithologischen Aufbaus der Speichergesteine und der sekundären Prozesse zu studieren, die sowieso seine filtrationskapazitative Eigenschaften beeinflussen.

Die geologischen Verhältnisse für die produktive Schichtenlagerung des Vorkommens Krapivinskoje und die anzuwendende Bohrungstechnologie erlauben es, mit hinreichender Genauigkeit das Problem der Kollektorauswahl zu lösen. Für die Lösung des Problems wurden im wesentlichen direkte geophysikalische qualitative Merkmale verwendet, die als Folge des Eindringens von Spülflüssigkeitsfiltrat in die Speichergesteine zum Vorschein kamen (negative Anomalie des Potentials der Eigenpolarisation; positiver Zuwachs nach den Kurven der Mikrosondierung; Durchmesserverengung der Spalte im Vergleich zum nominalen Durchmesser, die Ermittlung des radialen Gradienten des Scheinwiderstandes anhand der geoelektrischen Bohrlochvermessungsmethode – Seitensondierungskarrotage, Seitenkarrotage, Induktionskarrotage). Darüber hinaus gehört zu den qualitativen Eigenschaften die relativ geringe natürliche Radioaktivität des Reservoirs. Die Resultate der Markierung der Speichergesteine nach den qualitativen Merkmalen wurden auch für die Bestimmung der Grenzen des Reservoirs ausgenutzt. Um die Grenze des Reservoirs der produktiven Schichten Ju_1^2 , Ju_1^{3a} , Ju_1^{3b} , Ju_1^{3v} zu begründen, wurden die Messwerte der offenen Porosität und der Permeabilität verglichen, die an den Mustern des Kerns mit effektiver Porosität gemessen wurden.

Die Öllagerstätte der Schicht Ju_1^2 wurde von allen durchgebohrten Sonden erschlossen. Sie wird den heterogenen Sandsteinen, uneinheitlich nach der Mächtigkeit, der Reservoir-Eigenschaften und der Produktivität zugerechnet. Im Osten der Region Tomsk wird die Schicht Ju_1^2 im Bereich der Bohrung 200 ausgekelt. Sie wird sicher über das ganze Gebiet korreliert und hat die Dicke von 1,6 – 2 m in den meisten Teilen des lizenzierten Bereiches. Von der untenliegenden Schicht Ju_1^{3b} wird die Schicht Ju_1^2 durch den Kohlenlehmdamm mit der Dicke von 5-8 m getrennt. Die Schicht Ju_1^2 ist erdölgesättigt bis zur Speicherunterkante in allen durchgebohrten Sonden, ausgeschlossen die Bohrung 470, in der der Wasser-Ölkontakt im Nullpunkt -2635.3m erschlossen wurde. Die Schicht Ju_1^2 ist in zwei Aufschlußbohrungen erprobt. In der Bohrung 222R wurde bei der Erprobung der Schicht im Intervall von 2726-2730 vom dynamischen Niveau 555m der Erdölzufluß mit der Förderleistung von 0.65m^3 /pro Tag registriert.

Die Erdöldichte beträgt $0,838\text{ g/cm}^3$, Viskosität unter Speicherbedingungen – $1,74\text{ mPa}\cdot\text{s}$, der Schwefelgehalt – 0,75%, Paraffingehalt – 3,78%, Harzen und Asphaltengehalt – 8,07%. In der Bohrung 470 wurde im Laufe der Erprobung im Intervall 3105.6 – 3108.6m der Erdöl- und Schichtwasserzufluß mit der Förderleistung von 24 m^3 /pro Tag (60% Wasser) beim 5mm-Rohrstutzer erreicht. Das wird durch die Sättigungsdaten der Geophysiker bestätigt – das Intervall -2632.4 – -2633.7 wird als ölhaltig und das Intervall -2633.7 – -2635.3 als ölwassergesättigt interpretiert. Entsprechend dem Wasser-Öl-Kontakt und dem Strukturplan der Speicheroberkante der Schicht Ju_1^2 beträgt die Größe der Lagerstätte im Bereich des Abschnitts $9.5\times 2.7\text{ km}$, die Höhe – 53 m. Die Lagerstätte ist geschichtet, gewölbeartig, lithologisch begrenzt. Die Sandigkeit der Schicht beträgt aufgrund der geophysikalischen Bohrlochmessungen 0.72, die Gliedrigkeit – 1,5, die Porosität – 0.151, die Permeabilität – 6 mD, die Erdölsättigung – 0.56.

Lithofaziell ist der Komplex der Jura-Ablagerungen mit küstennahen, marinen, kontinentalen und lagunären Fazies vorgestellt und mit Sandsteinen, Siltsteinen mit eingelagerter Kohle gebaut. Für diesen Komplex sind die lithofazielle Variabilität der Gesteine im Profil und in der Fläche charakteristisch. Die Ablagerungen werden durch die Anwesenheit der lokalen Sedimentationserosion im Innern der Dicke charakterisiert, durch diskontinuierliche und linsenförmige Lagerung der Sand-Aleurolit-Schichten unter den Tönen, durch sekundäre epigenetische Umwandlungen der Gesteine. Die Vasjugan Schichtenfolge in der Unterfolge ist vorwiegend lehmig, und in der Oberfolge meist lehmig, aleurolitisch und sandig. Die Besonderheiten der lithofaziellen Struktur der Schicht Ju_1^{3v} sind wegen der mangelnden Untersuchung des Kerns nicht vollständig charakterisiert.

Die Schicht Ju_1^{3b} wird weithin mit der Kohlenschicht (die Dicke 2-5 m) überlagert. Dabei kommen nicht selten unter der Sohle der kohlenstoffhaltigen Zwischenschicht verschiedene stratigraphische Ebenen der Speicherlagerung zum Vorschein – von den sandigen bis zu aleurolit-lehmigen lithologischen Paketen, was das Vorhandensein des lokalen Auswaschens in der Speicheroberkante bestätigt. Im Inneren der Schicht wird eine verdeckte Sedimentationserosion zwischen den aleurolit-lehmigen und sandig-lehmigen Paketen fixiert, deren Tiefe bis zum oberen Teil der Nishnevasjugan-Schichtenfolge erreicht. In diesem Zusammenhang wird die Ausscheidung der einzelnen stratigraphischen Elemente aus dem Schichtschnitt registriert. Es ist auch eine ziemlich komplizierte gegenseitige Raumlage dieser Elemente zu bemerken.

Von unten nach oben beginnt die Schicht Ju_1^{3b} mit dem aleurolitisch-lehmigen Lithopaket, das vorwiegend aus den Argilliten mit bandigen oder linsenartigen Siltsteinzwischenschichten besteht. Das höherlagernde Lithopaket (sandig-aleurolitisch) wird durch die Wechsellagerung der Siltsteinschichten und Argilliten mit Sandschichten charakterisiert.

Sandsteine und Siltsteine – feinkörnig, mittelkörnig und feldspatquartzartig, seltener quarz-grauwackenartig auf kehmigem oder lehmig-karbonatischem Zement. Im ganzen Bohrprofil werden sekundäre stadiale und epigenetische Abwandlungen der Sandsteine markiert, die mit den Prozessen ihrer Verdichtung, Verkieselung, Tonsteinbildung, Karbonisierung verbunden sind, was zu einer Verbesserung oder Verschlechterung der Speichereigenschaften führt. Seitens Lithofazies wird das Bohrprofil durch küstennahe und marine Fazies charakterisiert. In den Argilliten des unteren Pakets wurden im Bohrprofil der Bohrung 209R Ammoniten und Muscheln gefunden.

Die Dicke des aleurolitisch-lehmigem Pakets variiert von 0 bis 19 m, des sandig-aleurolitischen und aleurolitisch-lehmigen von 0 bis 16 m. Die Lehmschicht wird durch kohlenstoffhaltiges Lithopaket mit der Dicke von 5 bis 8 m überlagert, das durch die Wechsellagerung von Kohle, kohlenstoffhaltigen Schiefer und Argilliten gebaut ist, die zu Oxfordszeit unter Kontinentalbedingungen (See- und Moorfazies) gebildet wurden.

Die unzureichenden Informationen über die geologische Struktur der Lagerstätten sind oft ein Hindernis für die Anwendung moderner kostengünstiger Technologien der Ölförderung und der Erhöhung der Förderrate von Öl und Gas.

Unter diesen Bedingungen sind die Präzisierung der geologischen Struktur und der Kohlenwasserstoffvorräte, Raumlokalisierung der Restreserven, die Erarbeitung der Maßnahmen zu ihrer Bearbeitung sehr wichtig.

Die massenhafte Inbetriebnahme der Technologie der geologischen Lagerstättensimulation wird das Problem der Tiefenvergrößerung und die Zuverlässigkeit der Untersuchung der geologischen Struktur lösen.

Quellenverzeichnis

1. Dewjatov W.P., Kasakow A.M. Maritime Untere und Mittlere Jura in Westsibirien. - Novosibirsk, 1991. – S. 40-54.
2. Surkow W.S., Shero O.G. Fundament und Entstehung des Plattformdeckschicht der Westsibirischen Platte.- M: Nedra, 1981. – 268 S.

MATERIAL COMPOSITION OF THE GRANIYIDS OF THE BASEMENT OF VITIM ORE REGION

K.I. Romashova

Scientific advisors associate professor V.A. Domarenko, associate professor I.A. Matveenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Hiagdin deposit is located in the southern part of the Vitim Plateau, in the area of the Amalat basalts plateau on the left bank of the Vitim River. It occupies an area of 68 square kilometers and is located in the south eastern slope of the Baysykhon raising in the left bank of Amalat (in the early works of Bolsheamalat) stem paleovalley [1, 2].

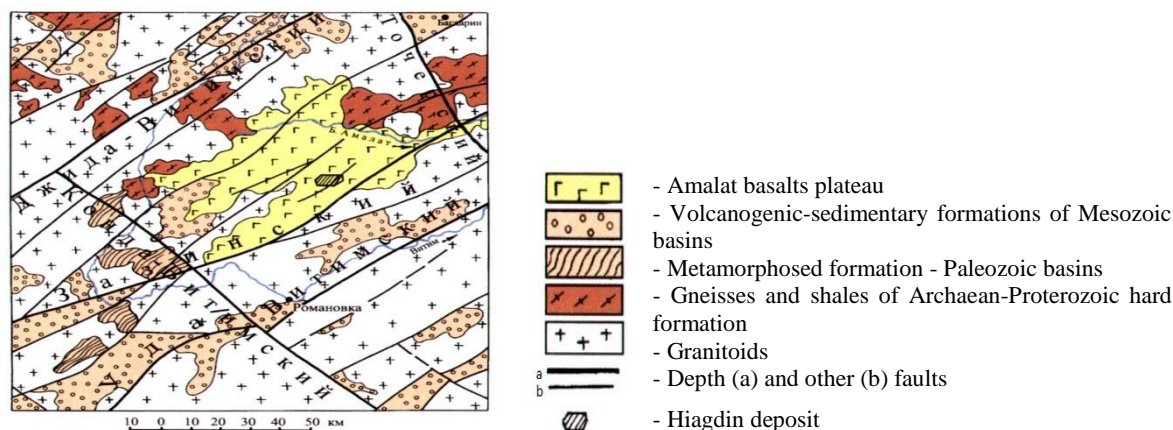


Fig. Block diagram of the Vitim uranium ore district (by E.A. Mitrofanov, 2002)

The formations of two structural stages represented by a heterogeneous, mostly granite base and cover of Cenozoic volcanic-terrigenous formations contribute to the geological structure of the deposit.

The base of paleovalleys and their framing is about 90% composed of highly radioactive granitoids of Vitimkanskiy complex. In the middle of the 2nd, 3rd and 4th paleovalleys Mesozoic sedimentary rocks and volcanic rocks were opened by drillholes; individual small xenoliths of metamorphic rocks were marked in the east side of the third paleovalley.

Macroscopically, these are pink and pinkish-gray rocks, in which large porphyritic plants or individual tabular crystals of feldspar, whose number is 40 ... 50% of the volume are distinguished on the background of medium-or coarse-grained quartz-feldspar integral part. The stem of the granite-aplites, mikrogranites is outlined against these granitoids in the northern part.

Mesozoic basalts are intensely altered, in some areas they are converted to clay mass of greenish-gray color and differ from the Neogene analogues considerably lower electrical resistance (up to 100 ... 300 Om.m on electric log) and increased radioactivity (up to 25 ... 40 mc / h).

The upper structural level is composed of Cenozoic basalt-terrigenous formation, represented by volcano-sedimentary formations of dzhilindin suite (Fig.).

Quaternary deposits complete the section of the stratified formations. They are represented by alluvial, lacustrine and eluvial deposits.

The aim is to study the chemical composition of granitoids of the Hiagdin ore field basement.

The relevance of research of these samples is due to the fact that the uranium mineralization of "Vitim" type, formed during the development of oxidative epigenesis dirt or substratum orientation in permeable sediments of reduced primary Neogene alluvial paleovalleys is of high commercial value.

The studies were conducted on the basis of training-research laboratory of electron-optical diagnostic of the International Innovation Education Centre "Uranium Geology" at Geoecology and Geochemistry Department (Tomsk Polytechnic University).

We identified the following differences of granitoids according to their material composition.

Granite is medium-grained, leucocratic, biotite. Biotite occurs in the form of small, almost isolated scales. Quartz is about 30%, plagioclase is about 30%, orthoclase is up to 10% and the newly formed microcline is 30% in the rock. Plagioclase is sour, maybe it is even albite (deoxidation more basic). There are single grains of epidote, zircon, magnetite, muscovite scales).

Granite is medium-grained, leucocratic porphyritic (porphyroblastic). Porphyroblasts are microcline with the remnants of недозамещенного quartz and plagioclase. мirmekитовые intergrowths of quartz are in plagioclase.

Porphyritic biotite granite. The structure is porphyritic, granitic. Porphyry allocations are represented by orthoclase and quartz up to 2 mm and smaller crystals of microcline (lattice). Smaller grains of quartz, plagioclase and microcline surround phenocrysts, creating the granite structure of the main mass. The crystals of microcline in the peripheral part contain inclusions of quartz, some of which goes out at once. Their shape is different, but sometimes there are myrmekitic intergrowths of quartz. There can be observed rare scales of brownish-green biotite, up to 0.5 mm. Individual grains of zircon, apatite, magnetite were marked, small, round, relief, fractured grain of almost isotropic mineral - thorite were observed .

There is biotite granodiorite with small amounts of amphibole. The rock is moderately catalyzed. The structure is granite, cataclastic. Quartz of up to 10 ... 15% K-feldspar to 20%, 50% plagioclase and 10% mafic minerals are in the structure of the rock. Basically it is biotite and a small amount of amphibole. Dark-colored minerals are replaced by chlorite and epidote. Chlorite, epidote, often with carbonate, quartz, albite are developed in crushing zones, forming a lens, and filling cracks. Plagioclase is sour and medium composition (oligoclase - andesite). Sometimes it is zonal. In this case, the central parts of the plagioclase grains are replaced by an aggregate of epidote, carbonate, hydromica. The development of individual grains of epidote-zoisite and scales of mica are observed in all grains of plagioclase. Amphiboles are replaced by an aggregate of chlorite, epidote and ore mineral.

Granite is medium-grained biotite, weakly catalyzed and microclinized. The rock contains about 20% of quartz, up to 45% of K-feldspar (orthoclase and microcline), 20 ... 25% of plagioclase and 10% of biotite. Biotite is in the rock as rare heaps, lenses. In this case it is weakly chloritized. Quartz and probably albite is developed along fractures of cataclasis, sphene and apatite is also marked.

Grained biotite-amphibole quartziferous diorite is defined. The structure of the rock is гипидиморфнозернистая, призматическизернистая. About 60 ... 70% and about 15 ... 20% mafic minerals are in the rock. They are represented by biotite and amphibole. The rock is present up to 10% quartz. Biotite is chloritized. It is likely to be a dioritic vein. Perhaps it is a marginal part of the array.

Medium-grained biotite granite is slightly microclinized. The structure of the rock is гипидиморфнозернистая. Rock contains about 25% of quartz, 40% of K-feldspar (orthoclase, together with microcline), about 25% of plagioclase. Microcline replaces grains of plagioclase and quartz, forming a very rare porphyroblasts which remain rare remnants of quartz and plagioclase with albite rim. Sometimes microcline develops plagioclase by separate independent individuals. myrmekitic structures are observed on the border with K-feldspar in plagioclase.

References

1. Ilichev, A.V. Some features of uranium mineralization Vitim Plateau (Transbaikal) // Materials on the geology of uranium deposits, rare and rare-earth metals. - Vol. 73. - M, 1982.
2. Rikhvanov, L.P. Radiogeochemical typing рудомангнетических entities (for example, in the Altai-Sayan region), Novosibirsk, 2002.

EINFLUSSZONE DER INDUSTRIEBETRIEBE

A.W. Sabanzewa, E.A. Filimonenko

Wissenschaftliche Leiterinnen Dozentin A.W. Talowskaja, Dozentin L..S. Ratner

Nationale polytechnische Forschungsuniversität, Tomsk, Russland

Die ökologische Situation in Tomsk wird neben den physikalisch-geographischen Verhältnissen auch durch die Aktivität der Industriebetriebe bestimmt. In der Stadt gibt es verschiedene Industriebetriebe: Maschinenbau und Metallbearbeitung, Kraftstoff und Energie Komplex, Chemie, Pharma, Holzverarbeitung, Baumaterialien, Lebensmittel-Industrie.

Die wichtigsten Stadtviertel einschließlich der Innenstadt leiden unter hohem Verschmutzungsniveau. Manche Rayons zeichnen sich durch sehr hohe Umweltverschmutzung aus. In der Stadt funktionieren Industriebetriebe, die ihrer Spezifik nach ganz verschieden sind. Sie sind alle Quellen von Umweltgefahren, da es in der Stadt keine Voraussetzungen für die Einhaltung der Grenzwerte von sanitären Schutzzone gibt. Nur einige Industrieanlagen, gebaut in den letzten 20-30 Jahren, befinden sich in dünnbesiedelten Gebieten außerhalb der Wohngebiete der Stadt.

Das Ergebnis der Aktivität von Industriebetrieben, Transportwesen und der kommunalen Dienst ist die Verschmutzung der Atmosphäre, der Hydrosphäre, des Bodens und anderer Komponenten der natürlichen Umwelt. Was den Inhalt von Kohlenmonoxid in der Atmosphäre anbetrifft, so überschreitet er auch die maximalen zulässigen Normen. An den Straßenkreuzungen, wo es gewöhnlich viele Autos anhäufen, überschreitet die Oxidkonzentration zehnmals die maximal zulässigen Werte.

Die geoökologische Situation in mehreren Teilen der Stadt zeichnet sich durch eine komplexe Wirkung auf das GEO-System und führt sowohl zu direkten Veränderungen von Komponenten des Naturkomplexes als auch zu

indirekten, durch verschmutzende Schadstoffe in der Luft, im Boden, im Oberflächengewässer und im Grundwasser. In der Stadt gibt es 4155 stationäre Emissionsquellen von Luftschadstoffen, 3563 von ihnen sind organisiert.

In die Freiluft der Stadt werden etwa 300 Arten von Schadstoffen hinausgeworfen. Für Stickstoffdioxid, Formaldehyd, Kohlenasche und die Gesamtheit aller Arten von Staubbelastung ist die Luft in den meisten Stadtvierteln höher verschmutzt als es die Hygienevorschriften fordern. Für die übrigen Schadstoffe wird die Luftverschmutzung mit höherer Grenzkonzentration in der Regel in der von Industriebetrieben nahegelegenen Zone im Radius von 200 m beobachtet.

Auf dem Territorium der Stadt gibt es günstige und ungünstige Bereiche für menschliche Besiedlung. Zu den besonders unfreundlichen Gebieten gehört eine Pufferzone zwischen der Kernstadt und dem Petrolchemiekombinat [4].

Das Ziel der Forschung war das Studium des Quecksilberinhalts in den Aerosolenproben in der Einfluszone der Industriebetriebe der Stadt Tomsk. Die Beobachtungen wurden zur Bestimmung der Zonen mit dem erhöhten Inhalt des Quecksilbers, d.h. mit der ungünstigen geoökologischen und geochemischen Situation durchgeführt, die beträchtlich die Gesundheit der Bevölkerung beeinflussen.

Die Forschungen wurden auf der Basis des lehrwissenschaftlichen Labors für Mikroelementanalyse des Internationalen innovativen Ausbildungszentrums «Urangologie» des Lehrstuhls für Geoökologie und Geochemie der Tomsker polytechnischen Universität durchgeführt. Für die Lösung der Aufgaben wurde die Methode der atomaren Absorption „des kalten Dampfes“ verwendet, die anhand des Geräts „PA-915M“ mit dem pyroklastischen Ansatzstück „PYRO-915 + „realisiert wurde.

Basis für die Untersuchungen waren die von der Studentin der Gruppe 2670 E.A. Filimonenko im Zeitraum von 2007 bis 2011 in den Rayons von Tomsk gesammelten Proben der festen Schneeschicht. Diese Rayons sind am meisten der negativen Einwirkung der industriellen Betriebe unterworfen. Alle Aktivitäten zur Probenentnahme, Vorbereitung und Analyse der Schneeeproben wurden entsprechend den methodischen Empfehlungen des Institut für Mineralogie, Geochemie und Kristallographie der seltenen Elemente durchgeführt, die in den Werken von W.N. Wassilenko und I.V. Nasarow [3], in der „Anweisung zur Kontrolle der Umweltverschmutzung“ angeführt werden. Es wurde auch die langjährige Berufserfahrung der Mitarbeiter des Lehrstuhls für Geoökologie und Geochemie der polytechnischen Universität Tomsk ausgenutzt. Insgesamt wurden 85 Proben untersucht.

Für jede Probenzapfstelle wurden je drei Analysenproben mit der Masse von 50 mg untersucht. Anhand der registrierten Angaben wurde die Quecksilberkonzentration nach dem Formel $C_{pr} = S_i \cdot 0,29 / 125 \cdot m_i$, berechnet, wo 125 – Umrechnungskoeffizient ist. Dann wurde die durchschnittliche Konzentration des Elementes bestimmt.

Nach den Ergebnissen der durchgeführten Untersuchungen wurden die Tabellen des Quecksilberinhalts in den Staubaerosolen zusammengestellt. (Tabellen 1,2) Als Hintergrundpunkt wurden die Werte des Quecksilberinhalts in der Siedlung Kirejewsk betrachtet: ($CG_{grund} = 0,08$ mg/kg nach Angaben von E.A. Filimonenko). Die ermittelten Werte wurden mit den Hintergrunddaten verglichen.

Aus der Tabelle ist es zu sehen, dass der Quecksilberinhalt in der Einfluszone des Petrolchemiekombinats den Hintergrundwert nur im März 2008 nicht übersteigt. Bei allen anderen Messungen wurde die beträchtliche Zunahme des Quecksilberinhalts gemessen.

Es sei auch bemerkt, dass die Messungen in der Einfluszone der Ziegelwerke im Jahre 2007 nah dem Hintergrundwert waren, und im Jahre 2010 – 200 Meter von der Industriezone entfernt, 2011 – an den Monitoringsstationen, die in der Entfernung 200, 400 und 600 Meter von der Industriezone liegen.

Die ermittelten Messergebnisse zeugen von der Übersteigerung des Quecksilberinhalts in der Einfluszone der Wärmekraftwerk GRES-2 hinsichtlich des Hintergrundwertes in allen Monitoringsstationen. Im Laufe der Untersuchungen wurde die Erhöhung des Quecksilberinhalts im Einfluszone der Eisenbetonwerke im Vergleich zum Hintergrundwert in allen Monitoringsstationen in den Jahren 2007 bis 2011 festgestellt.

Die Analyse der Tabelle 2 lässt schließen, dass zahlreiche Bezirke, die als Erholungszonen, Standorte für Wochenendhäuser und Orte der großen Ansammlungen von Menschen dienen, werden stark von den Industriebetrieben beeinflusst, da in diesen Stellen der überschüssige Quecksilberinhalt in staubaerosolen Emissionen festgestellt wurde.

Im Ergebnis der Untersuchungen kann man zum folgenden Schluß kommen:

Der Quecksilberinhalt in Staubaerosolen in Tomsk überschreitet den Hintergrundwert.

In den Mustern, die in den Einfluszonen des Petrolchemiekombinats genommen wurden, fixierte man erhöhte Werte des Quecksilberinhalts im Vergleich zu denen an den anderen Monitoringsstationen.

Die industriellen Betriebe in Tomsk wirken nicht nur auf die nahe liegenden Zonen, sondern auch auf die entfernten Gegenden, die als Erholungszonen dienen.

Tabelle 1

Der Inhalt von Hg in Einflusszonen der Industriebetriebe Tomsk 2007-2011, mg/kg

Betrieb	Abstand vom Betrieb, m	Das Jahr der Probenentnahme							
		2007		2008			2009	2010	2011
		Novemb	Dezember	Januar	Februar	März			
Petrolchemie Kombinat	300			0,3	0,3	0,07	0,4	0,5	
	600						0,5	0,6	
	900						0,5	0,5	
	1200						0,5	0,5	
	1500						0,4	0,5	
Wärme- kraftwerk GRES-2	300			0,3		0,2	0,3	0,3	0,3
	600						0,3		0,3
	900						0,3	0,2	0,3
	1200						0,3	0,3	0,2
	1500						0,3	0,3	0,2
Ziegelwerke	200	0,06	0,08	0,2		0,1	0,1	0,07	0,03
	400						0,1	0,2	0,04
	600						0,2	0,1	0,04
	800						0,2	0,1	0,1
	1000						0,2	0,2	0,2
Eisenbetonwerke	200	0,2	0,3	0,3	0,3	0,2		0,4	0,4
	400						0,3	0,2	0,2
	600							0,4	0,2
	800						0,5	0,4	0,3
	1000						0,3		0,3

Es sei zweckmäßig, den Quecksilberinhalt in den Rayons zu untersuchen, die sich von den naheliegenden Industriebetrieben beeinflussen lassen (Tabelle 2).

Tabelle 2

Der Inhalt des Quecksilbers in den zu untersuchenden Zonen in den Jahren 2007-2011 mg/kg

Monitoringsstation	Jahr	Inhalt von Hg	Grund
Das 17. Gebäude der TPU	2007	0,6	0,08
	2008	0,3	
	2009	0,4	
	2010	0,4	
	2011	0,4	
Lagergarten	2007	0,3	
	2008	0,3	
Siedlung Timirjasewo	2008	0,4	
	2009	0,4	
Siedlung Kaltai	2007	0,02	
	2008	0,2	
	2009	0,3	
	2010	0,3	
	2011	0,1	

Quellenverzeichnis

1. Anweisung zur Kontrolle der Luftverschmutzung. RD 52.04.186 № 2932-83. M: Goskomgidromet, 1991. – 693 S.
2. Methodische Anweisungen für die geochemische Bewertung der Stadtverschmutzung mit chemischen Elementen. - M.: IMGKSE, 1982. – 11 S.
3. Nazarov I.M. Die Studie der Netzsneeeabnahmen für die Untersuchung der Schneekontamination // I.M. Nazarov, Sh.D. Friedman, O. Rennes // Meteorologie und Hydrologie. - M., 1978. - № 7. - S. 74-78.
4. Wasilenko W.N. Monitoring der Schneever Verschmutzung // W. Wasilenko, I. Nazarov, Sh.D. Friedman. – Leningrad: Gidrometeoizdat, 1985. – 185 S.

**MOBILE DRILLING RIGS' ANALYSIS WITH THE AIM OF THEIR USAGE AND
CONSIDERATION OF THEIR OPERATION IN CONSTRUCTIONS OF OIL AND GAS WELLS**

R.R. Sagitov

Scientific advisors assistant A.V. Epikhin, associate professor L.V. Nadeina
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The problems are to reduce investments and to save the environment, to do minimum harm to nature, to remove carbon from fields and make the oil costs lower.

It's common knowledge that only deep approach can lead to successful results. We mean that if our final aim is reducing all costs and minimizing harm to environment in combine with low level of security we should pay special attention to following things in our drilling rigs production:

- the speed of moving and installation of drilling rigs
- reduction of support 's area
- high level of rig's automation
- reduction of labor force
- noise reduction
- reduction or even minimizing waste production
- integration of different processes (cementation, lowering of casing pipes, data collection and etc).

Big size of stationery drilling rigs, their poor factory ability lead to a number of difficulties, as wasting too much time on installation, dismantling and reduction in working condition of main units. Such actions increase the time of drilling rig functioning on fields, which itself lead to increasing drilling costs. So, nowadays, mobile, portable drilling rigs and units for wells' repair and development are used for solving many processes. We should underline that standard operation time of one such mobile drilling rig is 2 times more than time of standard one.

Important requirement to such rigs and units is their transportability, it means right choice of transport place where equipment may stay, install, service and satisfy all mobile rig's requirements, its ergonomic and aesthetic appeal.

An integrated review of these mobile drilling rigs we will show comparing the time wasted on installing and dismantling concerning cluster drilling and exploratory drilling using stationery drilling rigs which more popular in Russia and mobile drilling rigs.

In West Siberia and almost all territory of Russia, stationery drilling rig DR 3000 EUC-1M is widely used and it's used for cluster drilling [1-3].

We compare DR 3000 EUC-1M с MDR, which were allocated for analyses of mobile drilling rigs' market, namely CAT-TB-120, Azinmash-125BF, MDR-125. Time needed for installing, dismantling and shifting shown in Table 1.

Table 1

Time needed for installing

Work	CAT-TB-120	Azinmash-125BF	MDR-125	DR 3000 EUC-1M
Installing and dismantling, days	4-5	5-6	5-7	45-50
Time travel rig in cluster, days	2-3	3-4	3-4	12hours-1

Cluster is expected to consist of 25 wells. From the diagram of calculations (Fig. 1) we can see that drilling cluster by CAT-TB-120, comparing with stationery rig, we can see that it drills 23 wells, and rigs Azinmash-125BF, MDR-125 drill 15 wells. So, we can conclude that rig CAT-TB-120 is more useful and advantageous in cluster drilling. It can drill 8 wells more comparing with other and the whole time will be the same as time of DR 3000 EUC-1M.

Comparative graphic installing and dismantling of drilling in cluster drilling

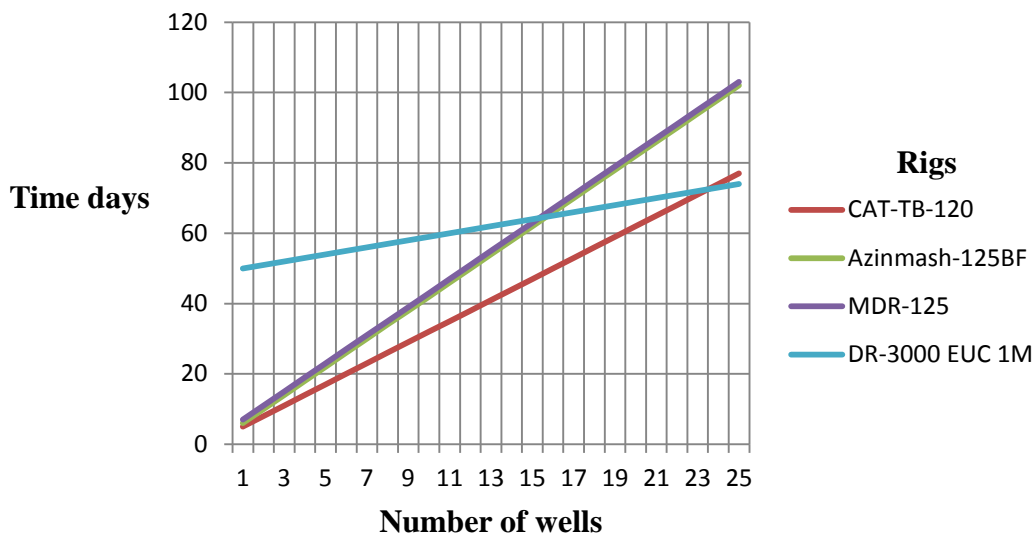


Fig. 1. Time of installing and dismantling of drilling in cluster drilling

Stationery rig 3D-76 [3] is used more often in exploratory drilling. The time needed for installing and dismantling shown on Table 2.

Time needed for installing

Table 2

Work	CAT-TB-120	Azinmash-125BF	MDR-125	3B-76
Installing and dismantling, days	4-5	5-6	5-7	60-70

On bar chart (Fig. 2), on base of table 2 you can clearly see that during exploratory drilling we can save on installing and dismantling about 1400 per cent. So, it's more advantageous to use MDR in exploratory drilling.

Time for installing and dismantling

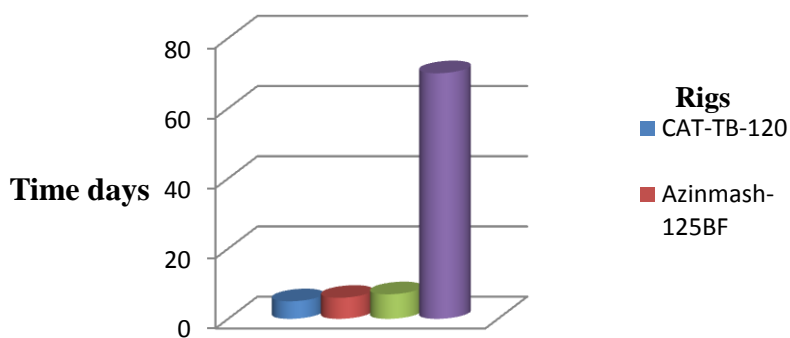


Fig 2. Time for installing and dismantling

Our diagrams illustrated obvious advantage of mobile drilling rigs in comparison with their stationery analogs. Using mobile drilling rigs will be very actual on wells (Vankorskii like) with developed road system. It's also obvious that development of mobile drilling rigs will be successful and they will take the biggest part of the market.

References

1. Abubakirov V.F., Burimov U.G., Gnoevih A.N., Meshlumov A.O., Bliznukov V.U. Drilling equipment: Reference book: in 2 c. C. 1. Drilling equipment.– M.: Publishing «Nedra», 2003. – 512 p.
2. Abubakirov V.F., Burimov U.G., Gnoevih A.N., Meshlumov A.O., Bliznukov V.U. Drilling equipment: Reference book: in 2 c. C. 2. Drilling equipment.– M.: Publishing «Nedra», 2003. – 494 p.
3. Bylatov A.I. Tehnique and technology drilling oil and gas wells: textbook / Bylatov A.I., Proselkov U.M., Shamanov S. A. — M.: «Nedra», 2003. — 1007 c.

DIE ANALYSE DER ERDÖLERGIEBIGKEIT IM ÖLFELD MAJSKOJE GEBIET TOMSK**P.A. Sazonov**

Wissenschaftliche Leiterinnen Assistentin E.G. Karpova, Dozentin L.S. Ratner

Nationale polytechnische Forschungsuniversität Tomsk, Russland

Gegenwärtig ist Russland einer der größten Kohlenwasserstofflieferanten weltweit. Die meisten Lagerstätten werden in der Regel durch geringe Gesteinsdurchlässigkeit, hohe Erdölviskosität und eine komplizierte geologische Struktur charakterisiert. Solche Ablagerungen gehören zur Kategorie der Erdöllagerstätten mit schwer zugänglichen Vorräten. Die Berechnungen zeigten, dass die Vergrößerung des Schluffaktors nur auf 1% die jährliche Steigerung der Ölproduktion auf 20-30 Millionen Tonnen sichern würde. Dies erfordert die Schaffung und Verbreitung von integrierten Technologien zur erhöhten Ölgewinnung.

Für die Bedingungen der Objekte YU₁³⁻⁴ und YU¹⁴⁻¹⁶ des Ölfeldes Maiskoje wurde die Möglichkeit der Anwendung folgender Methoden zur Erhöhung der Erdölergiebigkeit der Formation behandelt:

1. Physikalisch-chemische Methode
2. Gasmethode
3. Wärmeverfahren

Als Kriterien für die Anwendbarkeit der Methoden wurden geologisch-physikalische Parameter und Besonderheiten des Reservoirs, technologische und logistische Methoden behandelt.

Physikalisch-chemische Methoden der Exposition

Die Überflutung mit geringen Konzentrationen von Wasserlösungen der oberflächenaktiven Substanzen (0,05 – 0,1% mas) führt zur Erhöhung der Ölförderung dank der Reduzierung der Grenzflächenspannung zwischen Wasser und Öl und verbessert die ölverdrängende Fähigkeit des eingepressten Wassers. Die Verwendung von Wasserlösungen mit solchen Konzentrationen trägt zur Vergrößerung des Verdrängungsfaktors auf 2-3%, zur 1,1-2-maligen Senkung der Oberflächenspannung zwischen Wasser und Öl von 35-45 bis 7-7,8 mN/m, zur Abnahme der Tonquellbarkeit und zur erhöhten Phasendurchlässigkeit für Öl auf 40-80% bei.

Bei hoher Tensiden-Konzentration besteht der Wirkungsmechanismus in der Isolation der wassegewaschenen Intervalle auf Kosten der Schaffung von stabiler Öl-Wasser-Emulsion und Bildung einer abgesonderten Phase (Aussalzeffekt von Tensiden durch thermische Effekte). Darüber hinaus haben die sich bildende Emulsion und die abgesonderte Phase einen erhöhten Filtrationswiderstand, der die Gegeschwindigkeit der Flüssigkeitsfiltration in hochdurchlässigen Intervallen senkt und zur Umverteilung der Filtrationsströme führt.

Doch der Einsatz der Technologie von Wasserlösungseinpressung von vielen gebräuchlichsten Tenside im Objekt Ju¹⁴⁻¹⁶ ist unpraktisch wegen der hohen Reservoirtemperatur (98,7°C), die zur allmählichen Molekülerstörung der verwendeten Substanz führt und auf solche Weise die Effektivität vermindert. [1]

1.2. IPC (Institut für Petroleumchemie)-Technologie.

Zur Intensivierung der Entwicklung und Vergrößerung der Erdölergiebigkeit der Jura- und Kreidezeit-Sedimenten mit geringer Durchlässigkeit wurde die Technologie entwickelt, die die Kompositionen IPC auf der Basis der Tensiden und alkalischen Puffer-Systeme verwendet.

Die Verwendung der IPC-Zusammensetzung reduziert die Interphasenspannung und Quellbarkeit der lehmhaltigen Zemente. Es kommt zur Hydrophobierung der Speichergesteine und Erhöhung der Mobilität der Wasserphase zu und trägt auch zur Destruktion und Verflüssigung von Gel-Schichten oder Filme bei, die sich an den Grenzen "Öl - Wasser - Gestein" bilden.

Die Anwendung dieser Methode im Ölfeld Maiskoje ist in einem späteren Stadium der Ausbeutung möglich, wenn die Wasserüberflutung 60% erreicht.

Auf solche Weise lassen die geologisch-physikalischen Eigenschaften von Objekten Ju¹¹ und Ju¹⁴⁻¹⁶ des Vorkommens Maiskoje den Einsatz von IPC-Technologie der als Methode zur Erhöhung der Erdölergiebigkeit verwenden.

2. Gas-Methoden

Insgesamt sind die Öllagerstätten mit schwach durchlässigen Speichergesteine potentielle Objekte für Gaseinwirkung, d.h. Einpumpen verschiedener gasförmiger Agens – Kohlenwasserstoffgas, Stickstoff, Rauchgas, Kombinationen mit Wasser und chemischer Reagens. In diesem Fall ist die Verwendung von folgenden Technologiearten möglich:

2.1. Das Einpumpen von Kohlenstoffdioxid

Diese Methode der Erhöhung von Erdölergiebigkeit wird durch große Zuflußmenge von Reagens in die Formation charakterisiert. In der Technologie der ununterbrochenen CO₂-Injektion oder bei der Schaffung der Einfassungen ist das Tempo des Reagenszuflusses ins Reservoir 1000-2000 mal höher als beim Einpressen von Tensiden oder Polymeren. Das Reagens hat einen niedrigen Verkaufspreis, weil es ein Nebenprodukt der Hauptproduktion oder

Industrieabfall ist. Es ist per Pipeline transportable, da es eine niedrige Viskosität, ein breites Spektrum an Lieferanten und sowohl natürliche als auch industrielle CO₂-Quellen hat. Das Reagens kann von der geförderten Produktion getrennt und für die Re-Injektion in das Reservoir regeneriert werden. Die Qualität der geförderten Kohlenwasserstoffe wird einer irreversiblen Verschlechterung nicht ausgesetzt, bei der Verwendung von CO₂ in Gewerbeprozessen sind neue Anforderungen an die Arbeitssicherheit und die Umwelt nicht nötig.

2. Gas-Methoden

Kohlenstoffdioxid verfügt über erdölverdrängende Eigenschaften:

1. Es löst sich gut im Erdöl und im Schichtwasser auf, reduziert Ölviskosität und erhöht die Viskosität des Wassers, wenn es darin gelöst wird.
2. Das Kohlenstoffdioxid reduziert die Zwischenphasenspannung an der Grenze „Öl-Wasser“, verbessert die Wasserbenetzbarkeit der Gesteine bei der Lösung in Öl und Wasser.
3. Es erhöht die Durchlässigkeit von einigen Typen der Speichergesteine im Ergebnis der chemischen Wechselwirkung.

Wesentliche Nachteile dieser Methode sind die Probleme beim Transport von Kohlenstoffdioxid wegen des Mangels an Pipelines. Darüber hinaus ist reines CO₂ ohne Wasser nicht gefährlich im Hinblick der Korrosion, aber der Wasserschwund macht es korrosionsaktiv, und wegen der hohen Absorptionsschicht erreichen die Verluste bis zu 75% des gesamten Einpressenvolumens.

2.2. Das Einpumpen von Kohlenwasserstoffgas

Die Technologie des Einpumpens von Kohlenwasserstoffgas unter hohem Druck wurde entwickelt, um die Ausbeutung und Erdölergiebigkeit der Speichergesteine mit geringer Durchlässigkeit, die mit leichten und dünnflüssigen Ölen gesättigt sind, zu intensivieren. Die großen Tiefen der produktiven Formationen schaffen die Voraussetzungen für die Aufrechterhaltung der relativ hohen Drücke des Einpumpens bei der Verdrängung; die hohe Reservoirtemperatur und die niedrige Ölviskosität erhöhen gegenseitige Löslichkeit von injizierten Gas und Öl an der Verdrängungsfront. Laboruntersuchungen haben gezeigt, dass Wasser-Gas-Auswirkungen auf die Ju₁-Schichten den Verdrängungsfaktor auf 12% im Vergleich zu normaler Überflutung auf Kosten der Effektivität der Erdölverdrängung durch Gas erhöhen können.

3. Thermisches Verfahren

Die Injektion von heißem Wasser oder Dampf ins Reservoir verringert die Viskosität von Wasser und Öl; dabei nimmt die Öl-Viskosität mehr als die Viskosität des Wassers zu. Infolgedessen erhöht sich die Ölmobilität, was zu einer Erhöhung der Erdölförderung führt.

Bei der Verwendung der in-situ Verbrennung wird als Oxidationsmittel die Luft verwendet. Die Untersuchungen haben gezeigt, dass während des Entwicklungsprozesses der in-situ Verbrennung in porösen Medien des Reservoirs meist schweres Restöl verbrannt wird, da die leichteren Erdölfractionen vor der Verbrennung wegen der hohen Temperatur verdampfen. Sie werden mit Gasströmen in Richtung der produzierenden Bohrlöcher übertragen. Allerdings schließt die niedrige Viskosität der Ölfelder Maiskoje (für beide Standorte $\mu \approx 0,9 \text{ mPa} \cdot \text{s}$) die Anwendung von thermischen Verfahren der Erhöhung von Erdölergiebigkeit aus. [2]

Schlussfolgerungen:

Ausgehend von den geologisch-geophysikalischen Parametern der produktiven Schichten des Erdölfeldes Maiskoje, kann man schließen, dass die Verwendung von polymeren, micellaren und alkalischen Überflutungen die Randbedingung hinsichtlich der Durchlässigkeit nicht erfüllt, und die polymeren und alkalischen Überflutungen sind Lehbarkeit nach beschränkt.

So ist anhand der obendargelegten Ausführungen die Schlussfolgerung zu ziehen, dass für das Objekt die folgenden Technologien optimal sind:

- Technologie der Einpressung von Kohlenwasserstoffgas unter hohem Druck;
- IPC-Technologie (Spätstadium des Feldabbaus)

Für den produktiven Horizont Ju₁₄₋₁₆ ist die IPC-Technologie möglich (Spätstadium des Feldabbaus).

Quellenverzeichnis

1. Gussev S.V. Über die Realisationsprobleme der Methoden zur Erhöhung der Erdölergiebigkeit auf den Ölfeldern Sibiriens // Neftepr. Delo. – 1992. № 6. – S. 11-16
2. Ibatullin R.R., Ibragimow N.G., Taghautdinow S.F., Chisamow R.S. Die Steigerung der Erdölförderung in der späten Phase des Lagerstättenabbaus. Theorie. Methoden. Praktik. – GmbH.: „Nedra-Business-Center“, 2004. – 292 S.

MOUNT SHUNET KEY SECTION GEOLOGIC FEATURES

M.M. Semenova, A.A. Lobanova

Scientific advisors associate professor B.D. Vasilyev, associate professor A.Yu.Falk

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

In summer 2011, our group had geological survey training at the Geological Center of TPU in the Republic of Khakassia. We became acquainted with Lower Devonian Byskar Group sections of different localities. The Byskar Group is volcano-sedimentary one with considerable varied composition and complicated structure. Byskar Group rocks are exposed in Sokhochul River Valley, Karysh River Valley, Kosharny Ravine, south bank area of Lake Itkul, area between Lake Matarak and Lake Shunet. In the southern part of North Minusinsk Trough the Byskar Group overlies the Caledonian-Salair structural complex and includes following formations (bottom to top): Matarak, Shunet, Aramchak,

Marchengash. Stratotype of the oldest Matarak Formation is located near Lake Matarak, on the southern Mount Shunet slope. Matarak Formation is divided into two subformations: Lower Matarak (basaltic) and Upper Matarak (terrigenous with horizons of trachyrhyolitic tuffs). Some questions concerning structure, volume, and relationships of above mentioned subformations are still under discussion.

Our research is focused on these disputable issues. A map with a scale of 1:2,000 was the result of a detailed mapping of the southern Mount Shunet slope (Fig. 1). Methods of transverse routing and geological boundaries tracing were applied during geological survey. Observation point positions were determined by means of GPS-navigators Garmine72. The geological map, cross-sections and local columns were worked out. Column correlation based on new field data was carried out and a generalized geological column was compiled (Fig. 2).

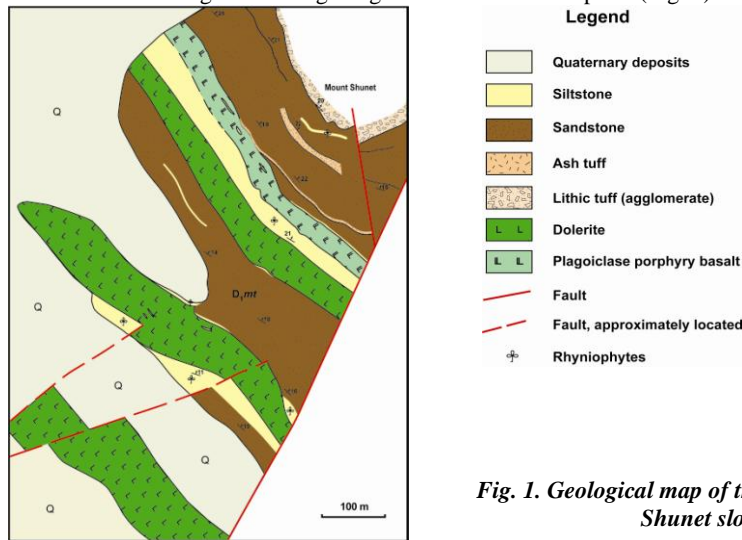


Fig. 1. Geological map of the southern Mount Shunet slope

The Shunet Mount with 621.5 meter altitude is located between Lake Matarak and Lake Shunet. The southern slope of mountain down to Lake Matarak is well exposed only for 500-meter distance from the top. The map of this area was produced. Down the slope there is a broad depression (100-140 m) without any outcrops, further dolerite sill №1 is exposed as 100-120m-band of small knolls. At the foot of Mount Shunet (200m distance till lakeside) there are no outcrops. Thus, the Lower Matarak subformation in this section is unexposed, its composition cannot be recognized, and the Matarak Formation bottom is not revealed. Consequently, this section cannot be regarded as the stratotype one. On the southern Mount Shunet slope only Upper Matarak subformation occurred. It consists of sandstones, siltstones and claystones containing eight horizons with rhyniophyte flora traces. At the top of the section three trachyrhyodacite tuff layers are exposed. Four basaltic sills are located at the lower section. Folding is gentle, and the sequence dips 18-20° towards NNE. In the east volcano-sedimentary sequence is cut by transverse NE-trending fault and adjoins to trachyrhyolite tuff layer of Shunet syncline.

	Column	Thickness, m	Rocks
Matarak Formation		42-45	Brown coarse-grained sandstones with siltstone interlayers
		8	Lithic tuff (agglomerate)
		80-128	Red sandstones and siltstones, coarse-grained sandstones, ash tuffs, gray sandstones and siltstones with rhyniophytes
		22	Sill 4: plagioclase porphyry basalts
		20-36	Interbedded layers of brown sandstones and red siltstones
		42-48	Sill 3: dark gray slagged dolerites
		58	Brown fine-grained sandstones and siltstones with rhyniophytes
		36-44	Sill 2: fine-grained dolerites
		48-64	Gray siltstones and fine-grained sandstones with rhyniophytes
		40	Sill 1: fine-grained dolerites
	?	>44	Brown sandstones

Fig. 2. Generalized geological column

The principal results include the following (Fig. 1, 2):

1. Total section thickness varies from 440 to 537 m. The section is composed of sedimentary, volcano-sedimentary and igneous rocks; however, the former rocks (sandstones and siltstones) prevail. From bottom to top the proportion of coarse-grained sandstones increases and terrigenous rocks become red-colored. The rhyniophyte flora traces were found in different stratigraphic levels. This fact confirms the Early Devonian age of the deposits in this section.

2. The Mount Shunet section includes four concordant igneous bodies (sills). They account for about 30% of the total section thickness.

The first sill is 40 m thick. It is composed of fresh, massive, viscous dolerites. Sill is poorly exposed in small outcrops. The relations with the country rocks and their composition are not revealed.

The second sill is 36-44 m thick and has basaltic composition. Its structure is similar to that of the third sill, but gas saturation of the melt was higher, because rocks in the upper 2/3 part of sill is slagged (amygdaloidal). The second dolerite body encloses several large lenticular blocks of country rocks.

The third sill is 42-48m thick and has basaltic composition. The upper 1/3 part of sill is intensively slagged and the rocks have amygdaloidal structure.

The fourth sill is 20-22 m thick and its rocks have megaporphyry texture with plagioclase phenocrysts. It differs drastically from the previous sills.

The third and fourth sills have been studied in details by many geologists [1, 2]. The following facts argue for the intrusive origin of igneous bodies: cross-cutting contacts somewhere; the presence of metamorphosed host rock fragments inside igneous rock bodies; mechanic deformation of overlying rocks; vesicular and amygdaloidal structures as a result of foamed melt intrusion.

3. The upper section has three tuff horizons: two horizons are ash tuffs with glauconite and the third horizon is lithic trachyrhyodacite tuff layer. The latter tuff layer makes up Mount Shunet cuesta ridge. This layer overlies sandstone layer with a stratigraphic unconformity. Tuff horizon bottom is congruous to severe ancient topography: sandstone layer has been lifted up and eroded, then ash material accumulated, and with increasing eruption intensity, the material became megaclastic.

4. Four faults have been mapped within the area: 2 proved major faults and 2 minor faults. The first major fault strikes NE and separates inclined volcano-sedimentary sequence from Shunet syncline in the south-east. The eastern block is downthrown. The second fault is located near Mount Shunet top. It is a NW-striking branch of the main fault and has the same kinematics. In the south part at Mount Shunet foot, two new minor faults have been revealed. They have NE strike and are probably major fault feathering system.

Comparing our results with available data [1, 2], we conclude that location of Upper Matarak subformation base is still discussable. There are three versions of its position. The Upper Matarak subformation base coincides with: i) the bottom of the sedimentary strata (=the roof of the youngest basalt flow); ii) the bottom of the first tuff layer; iii) the surface of unconformity, which is located at the Mount Shunet top. The latter feature is the most essential. Therefore, this issue requires a further thorough study.

References

1. Геология и минерагения Северной Хакасии: Путеводитель по учебному геологическому полигону вузов Сибири / под ред. В.П. Парначева, Б.Д. Васильева. – 4-е изд. – Томск: Изд-во ТПУ, 2009. – 236 с.
2. Fedoseev, G.S. (2007). Early Devonian rift-related magmatism / Magmatism and Metallogeny of the Altai and Adjacent Large Igneous Provinces with an Introductory Essay on the Altai. IAGOD Guidebook Series. – Vol. 16 – CERCAMS/NHM, London, 166–171.

CONDITION OF TOMSK MUNICIPAL SOLID WASTE LANDFILL AND ITS FUTURE PROSPECTS

V.P. Sheremetyeva

Scientific advisors professor O.A. Pasko, associate professor A.V. Didenko

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Garbage is an integral part of modern civilization. Because of the increase of citizen welfare the garbage problem is becoming a national disaster. According to experts, by 2030 humanity will either literally be buried under the waste of their life, or will be forced to spend one third of global GDP ([gross domestic product](#)) on recycling and another third - for land restoration.

96.5% of total waste is buried in Russia. The territory of dumps and landfills has reached 107 thousand hectares, but disturbed lands are over 1 million hectares in Russia. The volume of waste reaches 2.6 billion tons per year. Waste disposal leads to substantial costs for repairing the damage.

[Municipal solid waste landfill](#) is a complex of [environment-oriented construction](#)s, where solid waste is stored, quarantined and [neutralized](#). It prevents the spread of rodents, insects, [disease causing organisms](#) and offers protection against pollutions of atmospheric, soil, surface water and ground water.

The basic provisions and instructions for the engineering, operation and reclamation of landfills have been developed, but, unfortunately, many landfills do not follow these requirements of environmental safety. Some of them have a longer service life than project data imply. Others don't have projects for construction.

The aim of this [research](#) is to examine the [condition](#) of Tomsk [municipal solid waste landfill](#) and its possible future prospects. The landfill was opened in 1964, two miles west of the village Novo-Mikhaylovka.

Geographical position. [Municipal solid waste landfill](#) is located north of Tomsk and represents a fenced area, which occupies 54.3 hectares and divided into separate sections (open garbage, closed waste sites, reclaimed territory, etc.) (Fig. 1).



Fig. 1. Satellite image of Tomsk [municipal solid waste landfill](#)

Geological description. Geological examinations were conducted in 1974 for [water supply system](#) near the village of Novo-Mikhaylovka, and as a result, axial section was made. Its depth was 169m. Description of the axial section: 0-3 m – loam: grayish-brown; 3-6,2 m - sand: brownish-gray, [consertal](#), [argillous](#); 6,2-20,8 m - brownish-gray clay is very dense; 20,8-26,8 m – sand: gray, [consertal](#), ferruginized; 26,8-36,8 m - greenish-gray clay; 36,8-39,2 m - gray fine-grained quartz sand; 39,2-47,2 m - gray clay with fragments of wood; 47.2 - 50 m - gray assorted quartz sand; 50-63 m - laomy eluvium; 63-84 m - light gray fine-grained quartz sandstone; 84-122,4 m - carbonaceous clay shale; 122,4-129 m - greenish dark gray fine-grained quartz; 129-161,6 m - carbonaceous-argillaceous [slate](#); 161,6-169 m - fine-grained quartz sandstone.

Soils. Soils have medium and heavy [clay-loam](#) structure. Their main components are a fraction of dust and physical clay, so they are classified as dust - heavy loam and dusty - medium loam.

Landfill soils hold moisture well: the index of [maximum water-holding capacity](#) is 49-95%, field capacity - 29-56%. Due to the high content of clay and dust soils have very little air, which slows down the decomposition of organic matter. The soil acidity, which determines the mobility of most ions in soil solution and the features of mineral nutrition of plants, is ranging from 4.5 to 6.3. The humus content varies from very high values (17.56%) to very low (1.26%) [2].

Flora. Geobotanical studies of flora were conducted with using the [itinerary method](#). The flora of agrophytocenosis is represented by a large diversity of species.

The aspen-birch forest is located on the north side of the landfill. Shrub layer is formed by bird cherry, elderberry, viburnum, willow. Herbal cover consists of the large number of species of plants, weeds, nettle, thistle, chamomile, plantain, and dandelion (Fig. 2). There are mugwort, [foalfoot](#), peas, and regrowth of aspen, birch and maple on the clay embankment. All this testifies the high rate of overgrowing on disturbed areas when there is a high content of nutrients. The abundance of weeds and the large size of individuals indicate excessive nitrogen nutrition of plants.



Fig. 2. Territory of landfill

By the end of 2008 more than 63 million cubic meters of solid waste had been accumulated on a total area of 54 hectares. Also the toxic waste had been buried at the landfill until 1992.

It is necessary to identify the problems of the landfill. First, it is not equipped with a system to [withdraw](#) filtrate water, the volume of which has long exceeded the pit and now is flowing to the surface of relief. The toxic filtrate water is the water, which passes through the array of waste and accumulates the remnants of organic matter, iron, mercury, lead, zinc and various metals and chemicals. This toxic solution gets into underground aquifers. The landfill is located in such a way that all surface flows enter the Kirghizka river or its tributaries[1].

The second major problem is the formation of methane. All decomposition is anaerobic, and therefore, flammable gas forms there. In some cities gas- wells are constructed in landfills, where methane can be trapped and used as fuel.

The lack of biogas [withdrawal system](#) causes a strong fire which makes the third problem.

The fourth problem is the shrinkage of the waste, shallow depressions are formed there. They get filled with water and the whole area is gradually turning into a poisonous swamp.

High levels of chemical contamination of soil cover that exceed maximum allowable concentrations require restoring measures to make the soil fit for use.

Experience in [engineering](#) and execution of remediation projects in West Siberia suggests that the choice of areas of biological reclamation, disturbed by human activities, must be based on the total consideration and evaluation of physical-geographical and socio-economic conditions.

In the selected area it is only possible to grow commercial crops because of the soil contamination with heavy metals, so it is necessary to conduct forest restoration. It is intended to build [tree and shrubbery plantings](#) on the restored land, which can prevent erosion and help with water and wind protection.

Loamy soils are the most favorable for planting forest plantations. This soil has a favorable [texture](#), providing high permeability and good moisture.

The best indicators of survival rate and growth have been noted among such undemanding species as Scots pine and Siberian larch in recultivated dumps. Less successful species, which need for normal growth and development high humidity and fertility of mineral substrate, are Siberian poplar, ash and other. In the most humid areas Siberian stone pine, Siberian spruce and Siberian fir can grow. The most advisable is to use sea buckthorn, mountain ash, wild rose and various willows for consolidation of erosion-prone areas on the slopes [2].

In areas that lie within the range of emissions of toxic components, the choice of variety of trees and shrubs should take into account gas resistance. It should be remembered that coniferous species (except larch) are less stable than hardwoods.

In my opinion, the easiest and in-demand option of the restoration and continued use of this area - is to create a tree nursery and nursery of ornamental plants. Seedlings should be used for landscaping of Tomsk city, as this issue is particularly relevant today. As a result, the composition and structure of the soil will improve, the city will receive additional quantities of planting material, and the place of stinking mud will be a wonderful forest.

References

1. Adam A.M. Environmental Monitoring: State of the environment of the Tomsk region in 2008 // Tomsk: "Optimum", 2009. - 144 p.
2. Astafurova T.P. Report: "Biological reclamation of domestic waste landfill in Tomsk, village Mihaylovka". - Tomsk, 1995. - 51 p.
3. Granovsky V.V., Sorokin, S.E., Freed A.S. Sanation of contaminated soils and reclamation of disturbed lands in Russia // [Agrology](#), 1994. - №4. – P. 121-128.
4. Instructions for the engineering, operation and reclamation of landfills for municipal solid waste of the Russian Federation Ministry of Construction, 1996. – 39 p.
5. Poputnikova T.O., Terekhina V.A., Yakovlev A. Assessment of negative effects of landfills on the soil of biotic indices // Ecology and Industry, 2010. - № 3. - P. 51-53.

BAND-PASS FILTERS APPLICATION IN QUANTITATIVE AND QUALITATIVE INTERPRETATION OF GRAVIMAGNETIC ANOMALIES

D.I. Tengelidi, I.B. Kovalev

Scientific advisors associate professor E.V. Gusev, assistant A.Yu. Ostroumova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Various kinds of transformations that is field's conversion for the purpose of the fullest initial observed fields division on components are widely used in interpretation practice of gravimagnetic anomalies.

Generally while interpreting we are interested in anomalies of certain width and the amplitude connected with a concrete geological problem solution. Other field components are considered as hindrances. Therefore, it is possible to present any transformation as the original filter from the point of view of the frequency filtration theory. There are two types of transformations: low-frequency filters (averaging, field recalculation for overlying levels) and high-frequency filters (calculation of derivatives, recalculation for downward layers, etc.). Properties of each filter are defined by the frequency characteristic that is spectra relation of the transformed and initial functions.

Low-frequency and high-frequency filters combination enable to obtain band pass filters. The most simple and known filters are a differential averaging of intervals with different radiuses and Saksov-Nigard function [2]:

$$F(U) = \frac{\bar{U}(r) - \bar{U}(R)}{R - r}, \tag{1}$$

where “U” is average values of field on radiuses “r” and “R” in a numerator and a difference of these radiuses in denominator. Considered transformations are close in context. The connection evaluation between anomalies which are obtained while transformations and depth of the sources causing these anomalies, is conducted with the relative depth’s characteristic that for discrete transformations looks [1]:

$$N(z) = \sum_{i=0}^n \frac{K_i z^3}{\sqrt{r_i^2 + z^2}}, \tag{2}$$

where K - the factors depending on a kind of transformations, z - depth of sources, r - parametre (radius) of transformation.

Relative depth’s characteristics for function Saksova-Nigarda and differential averaging on a window with two radiuses r and R look thereafter:

$$N_{CH}(z) = \frac{1}{R - r} \left[\frac{z^3}{\sqrt{r^2 + z^2}} - \frac{z^3}{\sqrt{R^2 + z^2}} \right], \tag{3}$$

$$N_{ocp}(z) = \frac{2z^2}{\sqrt{r^2 + z^2} (\sqrt{z^2 + r^2})} - \frac{2z^2}{\sqrt{R^2 + z^2} (\sqrt{z^2 + R^2})}. \tag{4}$$

The main feature of these characteristics is that the greatest sensitivity to weights is observed on certain depth, and depth of a maximum depends on radiuses of averaging correlation. Changing averaging parametres, it is possible to change maximum of the depth’s characteristic.

Therefore the research objective can be formulated as follows: to estimate possibility of the definition of objects’ quantitative characteristics (depth, the sizes) on specified transformations sections which are constructed on different parametres of transformation and the transformed functions referring to maximum of the depth’s characteristic.

Fields Vz and Vzz for correct bodies were used for calculations - sphere, the horizontal circular cylinder, the parallelepipeds extended in horizontal and vertical directions with various occurrence depths and sizes.

According to Puasson relation of gravitational and magnetic anomalies of field Vzz it is possible to consider Vz anomalies as a magnetic field component at vertical magnetization of objects. Some results of calculations are presented in Fig. 1 and Fig. 2. From figures it follows that for both kinds of considered transformations, position of objects in an isolines section of the transformed fields is not defined precisely.

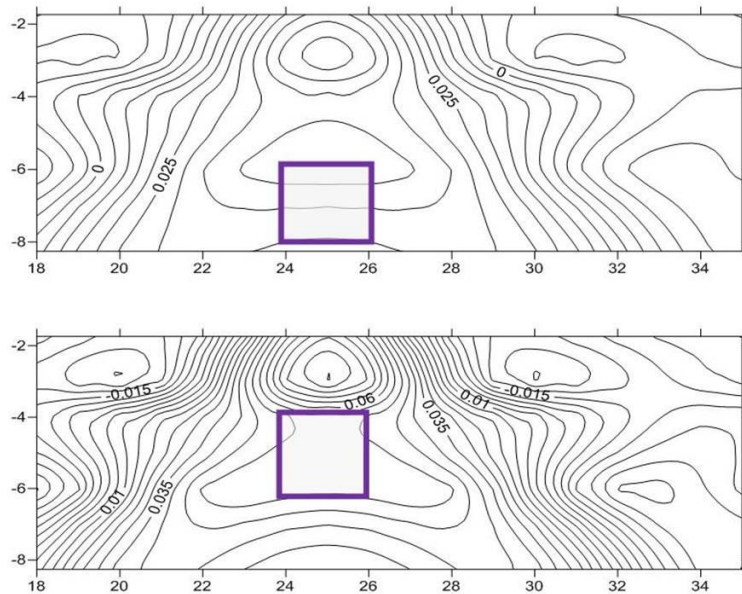


Fig. 1. Saksov-Nigard section for square parallelepiped with different parameters.

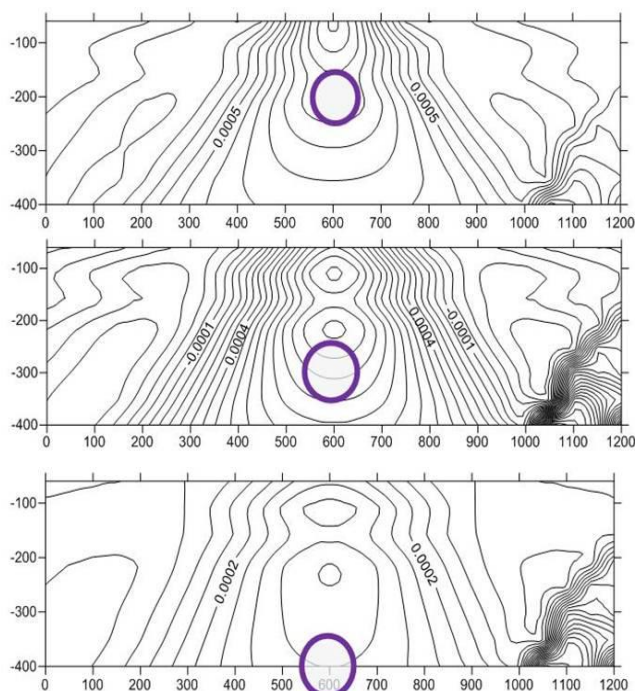


Fig. 2. Saksov-Nigard section for sphere with different parameters

It is possible to make some conclusions according to the analysis of obtained data. You should be very cautious while quantitative interpreting of gravimagnetic anomalies whether it is recalculation for downward layers or band-pass filters application. It is caused by inaccuracy in characterization of anomalies.

It is better to do quantitative interpretation on the basis of modeling, besides the first approximation can be done by the simple express methods such as feature point method.

References

1. Андреев Б. А., Клушин И. Г. Геологическое истолкование гравитационных аномалий. - Л.: Недра, 1965. - 495 с.
2. Миронов В. С. Курс гравиразведки. 2-е изд., перераб. и доп. - Л.: Недра, 1980. - 543 с.

NON-RENEWABLE RESOURCES DEPLETION AND INVESTIGATION OF POSSIBLE OUTCOMES

P.V. Volkov

Scientific advisors assistant K.M. Kostyrev, associate professor N.Yu. Gutareva
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Mankind has gone beyond the content of the earth. Already in the early '90s, it was clear that humanity is a place where self-maintenance is impossible. For example, it was found that the tropical rain forests are cut down to unacceptable levels; global production of grain can no longer support the population growth, entrenched fears of global warming.

1970-2000 years: The growth of pressures on the environment. Natural disasters cost the world more expensive and a struggle for fresh water and fossil fuels is becoming harder to acquire the shape of direct clashes each year. The U.S.A. and other leading countries continue to increase greenhouse gas emissions, although meteorological data indicate that the climate is changing, and scientists have agreed that this is a direct consequence of human activity. The graph shows the share of the planet's surface, necessary for providing resources and for the decomposition of contaminants. From the 80's, man's needs have exceeded the capacity of the planet. In 1999 they went beyond 20%. Unfortunately, the burden of man on the environment continues to grow, despite the development of technology and social organizations. The situation is complicated by the fact that the humanity has gone beyond all limits and is in the unstable state. However, the understanding of this problem in the world is very weak.

The development of people on the earth. The problem is formulated very simply: to achieve sustainability, humanity must increase the consumption levels in poor countries, but at the same time reduce the load on the planet environment in general. It's necessary to develop technologies and change people's behavior. Today, prospects for peace are evaluated more pessimistically than in 1972. Mankind has wasted 30 years, discussing wrong problems, and has taken weak, indecisive actions to protect the environment. Too many things must be changed to prevent the global collapse in

XXI century. People support the idea of growth, because they believe that it will lead to an increase in their welfare. The population of rich countries believes that growth is necessary in order to enhance employment, social mobility and technical flexibility. In poor countries the growth is considered to be the only way (Table 1).

Table 1

Growth in some areas of human activity

	1950	change for 25 years,%	1975	change for 25 years,%	2000	2011
Population (million people)	2520	160	3077	150	6067	7000
The number of registered vehicles (million units)	70	470	328	220	723	1022
Consumption:						
oil (billions of barrels)	3800	540	20512	130	27635	65037
gas (trillion of cubic feet)	6,5	680	44,4	210	94,5	103854
coal (billions of tons)	1400	230	3300	150	5100	6890
Power station of electricity (TWT)	154	2040	1606	200	3240	4360

Non-renewable resources. Oil is the most limited of the key fossil fuels. Economics of humanity spends 3.5% more energy each year, this trend can clearly be seen from 1950 to 2000. World energy consumption sometimes makes rises, but there are some reasons - war, recession, volatility of prices, technical changes in the industry. In the period from 1950 to 2010. Energy consumption doubled in three times (Table 2). As fossil fuels are still dominating as the main sources of energy, we need to preserve them. More than 80% of energy used in 2010 was in non-renewable resources of fossil fuels: oil, natural gas, and coal.

Table 2

Annual extraction of oil, natural gas and coal (1 barrel of crude oil equals 138.97 liters)

	1970, Production for the year	2000, Production for the year	2011, Production for the year
Oil	17 billions of barrels	28 billions of barrels	31 billions of barrels
Gas	1,1 trillion of cubic meter	2,5 trillion of cubic meter	3,3 trillion of cubic meter
Coal	2,2 billions of tons	5,0 billions of tons	5,7 billions of tons

Possible forecast of the world until 2100.

Scenario 1 (the worst): The world community follows its original way, without any significant change in policy. The population and production continue to grow till total shortage of nonrenewable resources. The decline in food production and healthcare, reduces life expectancy and increases mortality.

Scenario 2 (medium): More non-renewable resources and more advanced emission control technologies can increase productivity and reduce pollution. We can protect land from erosion with the help of these measures. In this case the disaster can be postponed till the end of the XXI century.

Scenario 3 (optimal): The world needs to have a stable population, sustainable growth in production volume. Pollution control technology, resource conservation, increased crop yields and land protection can help the society to reach stability, the load on the environment.

We can come to the conclusion that if we want stabilization of life on the Earth we need to take some measures. The only way is to mitigate pressure from the outside by means of economic or technical measures:

- to control growth of population;-to reduce the pollution;
- to use resources more efficiently, recycle and reuse;
- to duplicate the functions of the environment, for example, to process waste water.

These measures are extremely and vital important. Many of them provide better environmental performance; they postpone the limits of catastrophe advance, allowing you to gain time. However, they do not eliminate the cause of problems.

References

1. Медоуз Д., Рандерс И. За пределами роста. – М.: Недра, 1972. – 240 с.
2. Медоуз Д., Рандерс И. Пределы роста. 30 лет спустя. - М.: Недра, 2007. – 370 с.
3. <http://www.epochtimes.ru/content/view/50950/4/>
4. <http://dolgikh.com/index/0-38>
5. <http://www.energsovet.ru/stat399.html>
6. <http://www.gazprom.ru/production/extraction/>
7. <http://iformatsiya.ru/tab1/31-dobycha-prirodnogo-gaza-v-mire.html>
8. <http://www.rb.ru/biz/markets/show/90>

TREE RINGS AS AN OBJECT FOR THE STUDY OF RADIONUCLIDES IN THE ENVIRONMENT**E.A. Yeldoyeva**Scientific advisors associate professor T.A. Arkhangel'skaya, associate professor I.A. Matveen'ko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

During its development, the trees can accumulate a significant number of different elements, including radionuclides (both natural technological origin). By studying tree rings can determine the age of trees and obtain information about the content of the absorbing elements in the environment on various temporal stages. One of the most modern in radiography is radiography fragmentation (f-radiography). This method allows you to record and visually observe the individual acts of nuclear fission, to determine the content and distribution of uranium and other fissile elements in different objects. At the same time on the detector produced a defect in the form of a track. Tracks in proportion to the content of radionuclides. This method allows to draw conclusions about the distribution of elements in the studied samples.

To determine the level of accumulation of U (for the isotope ^{235}U) and other fissile elements (Am, Pu, etc.) used samples that are cut down a tree, a thickness of 1-2 cm and a length of 10-15 cm, which were irradiated in a nuclear research reactor of Tomsk Polytechnic University and studied by a known method using a microscope. Tracks are counted on 15 randomly selected elementary sites in each zone annual rings (tracks are straight-line defects, which are disordered orientation in the volume of the detector and the limited length). For each annual ring takes the average tracks. Tracks are converted by the known formulas that take into account the density of the substance and the standard for uranium content.

The main reasons for dividing revenues into the environment are:

- fallout that will occur as a result of nuclear explosions;
- accidental releases of local and regional plan;
- migration of radionuclides from the storage ponds of liquid radioactive waste from nuclear fuel cycle.
- The distribution of fissile elements in annual rings of trees is uneven and reflects the basic temporal stages of
- radionuclides into the timber.

Tree rings are recorders of past pollution, and hence there is possibility of using fragmental radiography to determine the time interval precipitation concentration of fissile elements and an overall assessment of the radioecological situation in the study area.

By studying tree rings, you can identify the situation in the territories of the impact of radiation-hazardous facilities and carry out reconstruction of the radiation exposure of these objects in the environment; identify the flow of fissile radionuclides in the environment for testing of nuclear warheads; establish a pattern of spatial distribution of fissile radionuclides in wood; evaluate the possible dose and predict the health of people living in these areas.

LOGGING METHODS FOR STUDYING GEOLOGY STRUCTURAL FEATURES OF THE UPPER JURASSIC DEPOSITS OF IGOLSKO-TALOVSKOE FIELD**F.N. Yeru**Scientific advisor associate professor V.N. Ustinova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Geological and geophysical investigations the oil and gas field of Tomsk Ob basin are intensive enough. There are accomplished seismic works with scale survey of 1:50000 и 1:25000. Geophysical exploration in drilled wells allow us to fulfill lithological and facial reconstructions of petroleum deposits, to study conditions formation of sandstone collectors, to summarize the character of performance at logging diagrams productive deposits. Opportunity of analysis on the logging curves the conditions of sandy facies formation is significantly attractive for interpreter. But according to the authors view on the form of potential polarization curves (SP), and electric resistivity for petroliferous sandstones have any influence secondary processes in the collectors, which there are in petroliferous sandstones proceed in presence hydrocarbons. The secondary processes of mineral formation presented in form silification, carbonatization, kaolinization, sideritization, pyritization and other [3, 4]. Epigenetic processes in petroliferous collectors occur enough intensively. There are in collectors predominate the dissolution (until any solution the minerals of rock skeleton). The new mineral creations are formed for contour petroleum deposit. Consistency variability of sandy deposits there are in the productive structure from crest to crest and any differences to available in lithological composition of accommodating rocks, the foundation rocks to generate differences in the character of the secondary transformation in oil and gas fields. Research some core material of exploration wells provide information that at the fields of Njuroлка depression, of Middle Vasjugan megawall to prevail carbonatization, on the Kaym'jsovsky vault there are carbonatization, kaolinization, zeolitization. There are at the investigational field to prevail among secondary mineral processes the extension carbonatizations. The direction of secondary changes defines the character variability sandy collectors, differently form types of secondary porosity and types of collectors (pore, pore-cavernous, fracture-cavernous). There are in this article to present analysis results the shape features of curves electrical and radioactive logging for productive layers for Igolsky-Talovsky field. Igolsky-Talovsky field of oil locate in Cargasok section in Tomskaja district. The field situate around the Kaym'jsovskaja group of the exploited oil fields (Pervomayskoe, Kat'jlginskoe, Dvurechenskoe, Krapivinskoe), it have with them close conditions the formation of productive deposits. Petroleum potential on Igolsky-Talovsky field are

determined by the petroliferous horizon YU_1 of vasyugan formation. Forming of this formation are happened in marine, coastal-marine depositional conditions, potentially, this has been done with breaks or short conversion in continental conditions at the top its part. In the top of formation here are almost everywhere to lie sandstone of barabinskaja pack with capacity in order 3 m. There are among sandstones to predominate glauconitic, greenish, sometimes bluish, fine-grained types. On the well logging investigations are layers high-resistance, to have the increased importance of radioactivity. The barabinskaja pack is stable stratum mark, it is control top border the sandy layer of horizon YU_1 . Forming this horizon is supposed with conditions of marine coast, with strip coastline which was edge the area of alluvial-lake flat-land. Among sandy facies prevail deltaic complexes and the depositional trap of longshore bars, banks. Petroliferous saturation have at the field the sandy layer YU_1^2 . The sandy layer YU_1^2 are revealed on depths 2717-2813 m and have some widespread distribution, except the well 6, in which take place the substitution on the collector with more thick rock equivalents. Petroliferous layer significantly consist of gray, light gray, medium-fine-grained, medium-cemented, sites carbonated sandstones. Effective petroliferous thicknesses at Igolsky field's sector change from 0,7 to 7,9 m, decrease in the reservoir from northeast to south. Reservoir of layer YU_1^2 is stratum and vaulting. Any collector area are here with lithological substitution on type of trap and in the spatial location. Dimensions of reservoir is 25X6 km, height elevation in vault of structure is 68 m. Petroliferous deposit have the complicated cellular composition with intermittent, lens-shaped development in sections and on lateral. Cells of collector are presented with local, «scaly» type of sandy bodies. They displace each other in direction from east to west. In form SP curve is detected geological situation of layer formation [1]. This is identified fact. It is overall to use in practice of geological exploration work. Currently, there are for construction facial model in the investigation territory to apply methods of V.S. Muromcev [1], and V.B. Beloserozov [2] researches, that intensively used by construction the facial models of oil and gas fields, these methods give the good results. Electrical facial analysis [1, 2] allow us to determine facial type of sandstone collectors, to clarify paleo-coast depositional conditions of their formation, to trace zones lateral substitutions the lens-shaped sand bodies. Geological-geophysical features the ancient deposits, in turn, closely relate with superimposed epigenetic processes, and determine with total number strain-tectonic and mineral-petrography processes in addition at condition of their formation. Post-sedimentary processes in sandstones change collector rocks and host rocks in a long history the reservoir generation.

Upper Jurassic oil and gas containing geological complexes the deposit of Tomsk Ob have heterogeneous structural and structural-facial features. Zonal distributions sandy deposits are changeable on lateral. In the variability the reservoir properties, as stated above, the certain mite introduce actively flowing in sandy the epigenetic processes, which appear most intensively, as show the experience of research, in the oil and gas zones [3]. The intensification of the carbonatization, zeolitization, kaolinization, pelitization, silicification processes in the oil and gas zones notes by many researchers. Secondary minerals formation in the oil and gas zones are detected not only in the minerals (in the thin sections), but also in the rocks level. Several about them change the image the log data, that cumber of them facial type designs. Redeposition of carbonate minerals to contours the petroleum deposits defines the character of seismic reflections to strengthens the coefficients of reflections by the contour of the petroleum deposits. The wells are drilled predominantly in the productive part of the section. The study rocks by the counter of deposit possible increasingly on seismic data. The carbonatization forms strip zones northeast trending, that are by materials of A.V. Rasin to trace clearly in fields the dynamic parameters in horizon II_a on data high-resolution seismic. Their selective orientation are determined, obviously, the active system of cracks. Drilling data shows, that maximum energy the reflection seismic signals correlate with the plots, where reveal two or ever three carbonate layer in the petroliferous deposit. Presence of carbonate layers in deposit complicates significantly the space of the collector. In the «carbonated» parts of the layer including is sharply a reduction of the productivity (the oil recovery). The thickness is the sand interlayer in the horizon YU_1 significantly variable at the crest of the structure and its setting. Variability causes, primarily, hide in the genesis of sandstone. In the not depending on the extent of secondary changes, carried out genetic analysis of sediments in the initial stages of the research on standard forms of electric log curves [1, 2]. By types of logging curves we can conclude, in which facial situation was formed the certain sedimentary complex. Typification of the curves log SP, RL and a definition the conditions of the reservoir facies formation YU_1^2 Igolsky-Talovsky field are performed by using standard curves of V.B. Beloserozov [2]. A comparison the log data fields with sample analogues of curves SP and RL are allowed to determine the near-shore marine depositional regime, to establish the formation of sand facies in Oxford regression, among sand bodies are identified as bars and deltaic complexes, conical bank sediments of distal part of the delta, to predict the grading of sandstone. Engaging in a comprehensive interpretation of the curves of radioactive logging and later log (LL) allowed for a logical discrepancy the curves of gamma-ray logging (GRL), neutron by thermal neutrons (NTN), LL assess value saturation and lithology type of collector.

Systematization of log materials in the geological and geophysical model creations the oil and gas deposits includes a series required steps. Among them in the first place are the lithological subdivision of the section and the strata sequencing definitions. For the mudstone are typical maximum values on the curves SP and GRL, minimum values are observed in the curves of neutron methods and LL. Coaly layers are characterized by the minimum values of neutron logging, by thermal neutrons and gamma-ray logging and by electrical resistivity. Dense layers are characterized the maximum values of the parameters by the curves of neutron logging, by the thermal neutrons and laterolog. Sand bodies are generally characterized by low values on the curves of gamma ray, neutron, electrical logging. Method of own polarization in a number of characteristic parameters is the most informative. On it based any qualitative and quantitative methods the estimating of productive parameters in the productive section, such as porosity, permeability, oil and gas saturation. Average values for this field are (respectively): $K_p = 17,8\%$, $K_{per} = 34,6$ mD, $K_n = 68\%$. For determine the porosity of the reservoir were used methods neutron-gamma logging, acoustic logging, relative amplitude SP (α_{sp}) and data gamma logging. In determining the porosity of the reservoir are used as the primary data neutron-gamma logging. The porosity coefficients was determined from the correlation $K_p = f(\alpha_{ps})$. Permeability was estimated from the

correlation $K_{per} = f(K_p)$. From the peculiarities of the curve shape SP on the scheme of reservoir's correlation and on the results of comparing the anomalies SP in productive section with the character of the curve SP on the table for electrofacies type of curves V.B. Belozero [1], determined the genetic type of productive sandstone for reservoir. The predominant type of bell-shaped indicates the formation predominantly as sandstones from the shallow coast. The smoothness of the curve, a smooth variation the electric potential of the curve in the top layer can be considered signs of oil and gas saturation (especially, oil-saturated). The information obtained on the shape curve SP in productive section are, inter alia, the basis to clarify the boundaries of layers and a more accurate their correlation. For sandstone reservoir YU₁² hydrocarbon deposit on Igolsky-Talovsky field in the interval investigation assumed a decision about the formation sandstones in the mobile phase of sedimentation. The most likely situation is the formation of the sandstone layer in the paleo channel (delta). Macro feature of the curves SP for reservoir presented in section are their bell-shape. It is significantly different from the trapezoidal shape of the curve for water-bearing layer. This feature detected still in other fields. The flattened shape of the curve and the small size the increments of the curve at the top of the reservoir are one of the descriptive characteristics of the productive interval. Sandy-clayey-carbonaceous complexes of the Upper Jurassic period formed in a transgressive-regressive change in the conditions of the sediment accumulation. Sandstones accumulated in the band-shape bodies and in the moved margin of the shoreline [1, 2], that is in a hollow wedge-like conditions of sedimentation. Accordingly, the individual layers are represented as sand bars, sand banks, deltaic complexes et al, each of which are located on the local lateral-volatile "strip" the littoral or offshore coastal zone. The variability of lithofacies reservoir structure, the heterogeneity, associated with the secondary changes in the collector form the complex and at the same time recognizable for oil-saturated part of layer the reservoir type, allow to determine the typical electric well logs, with the using the results the study of core material, to specify conditions for the formation of sandstone collectors. The values SP determining the effective parameters of the reservoir from the curves of log and the results of core samples studies shows satisfactory convergence of there.

References

1. Belozero, V.B., Brylin, N.A., Danenberg, E.E. (1984). Facial diagnosis based on GIS the continental and coastal marine sediments of Jurassic in the south-east of Western Siberia. Problems of geology petroleum potential of Upper Paleozoic deposits in Siberia. Novosibirsk: Siberian Research Institute of Geology and Mineral Resources Publishing house, 11–22.
2. Muromsev, V.S. (1984). Electrometric geology sand bodies – lithologic oil and gas deposits. Leningrad.: Publishing house "Nedra", 260 p.
3. Stolbova, N.F., Shaldybin, M. V. (1998). The nature of shale reservoirs of industrial rock oil fields south-eastern part of Western Siberia. Actual problems of geology and geography of Siberia. Tomsk: Publishing house of Tbilisi State University, 146–148.
4. Ustinova, V.N. (2002). Hydrocarbon deposits, particularly their manifestation in geophysical fields. Geophysics, № 5, 25–32.

XENOLITHS FROM THE KRASNOOZERSKY VOLCANIC PIPE (THE REPUBLIC OF KHAKASSIA)

A.I. Zubrilina

Scientific advisors engineer N.N. Martynova, associate professor A.Yu. Falk
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

A xenolith is a fragment of foreign rock within a host rock. This inclusion is different in composition from the enveloping rock. Fragments are picked up by magma which intrudes into country rocks. Xenoliths are important because they allow geologists to study rocks which are difficult to access. Some xenoliths come from the mantle.

Mantle xenoliths from alkali basalt pipes and from kimberlite pipes arouse a special interest since these pipes can be diamondiferous.

More than 40 pipes are known to date in the North Minusinsk Basin. Most of diatremes are located in the field of Upper Devonian rocks except the Incol pipe localized in the Lower Carboniferous rocks. The age of pipes is 74–79 Ma (Late Cretaceous) [4].

Edelstein was the first to describe these landforms in 1907. In the 1930s, these pipes were studied in more detail. Okhapkin found mantle nodules in some pipes. These nodules contained pyrope, Cr-diopside and magnesian olivine [3]. Kryukov [1] ascertained that North Minusinsk volcanic pipes resemble kimberlite pipes in morphology, formation, mineralogical and chemical composition of nodules. These pipes form fields and are localized along deep faults. Pyrope from North Minusinsk pipes is close in composition to garnet from Yakut diamondiferous kimberlites. Consequently, it was considered that basanite pipes can be diamondiferous.

In 1990s, Khakassian Geological Committee granted a license for diamond exploration [2], consequently the problem of diamond occurrence in these pipes is actual and still under discussion. In this connection the study of xenolith collection and mineral concentrates from eruptive breccia and basanite deluvium was carried out.

The purpose of our work is a study of xenoliths from the Krasnoozersky volcanic pipe, their composition determination and relation to structural complexes.

The Krasnoozersky pipe is a typical example of double diatremes that consist of the main pipe and a satellite. The main pipe is a conic hill 110 m high. The top of this hill is a basanite stock with radial jointing. Both pipes are composed of eruptive breccia. Basanites contain many diverse crustal and mantle xenoliths. Xenoliths of sedimentary

rocks (95%) prevail over mantle nodules (5%). The xenolith size varies from a few millimeters to 10 cm. The age of the Krasnoozersky pipe is 74 ± 3.9 million years [4].

The studied xenoliths can fall into 3 groups.

The first group: shallow depth crustal xenoliths related to the upper Hercynian structural complex (D_1-C_1). Fragment capture depth varies from 5 km for Lower Devonian volcanics to few meters for Upper Devonian silicified claystones (Fig. 1).

The second group: middle-depth crustal xenoliths related to the lower Salair-Caledonian structural complex (R_1-E_2) and to granitoid intrusions (Fig. 2). Fragment capture depth varies from 5 km to 17 km, but it doesn't exceed 40 km (crust thickness is 40 km).

The third group: mantle-derived xenoliths of ultrabasic rocks (Fig. 3), which are composed of olivine, spinel, chrome-diopside, augite. The depth of fragment lifting is more than 40 km (from the mantle).

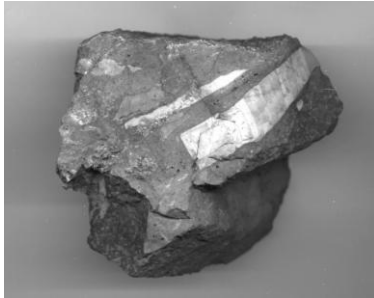


Fig. 1. Upper Devonian claystone xenoliths



Fig. 2. Granitoid xenolith



Fig. 3. Olivinite xenolith

All fragments are foreign to initial basanite melt. That fact is confirmed by their complex and diverse composition, angular fragment form, and relic tectonic structures within xenoliths.

The analysis of mineral concentrates from deluvium enabled to select monomineral concentrates of chrome-diopside (Fig.4), spinel, olivine, augite, titanite, magnetite, ilmenite, and garnet (pyrope) composition. In connection with prospecting for diamonds, special attention was paid to colorless spherical glitter crystals of cubic system. This mineral resembles diamond or grossular garnet. However, it got into a light fraction in segregation process and was identified as analcime. Mineral identification was proved by means of X-ray structural analysis. Thus, we have revealed an analcime-carbonate association with bitumen, which formed films on analcime crystals (Fig. 5) and black plastic aggregates with calcite. This association was formed as a result of low-temperature hydrothermal solution influence on pipe rocks. Both eruptive breccias and basanites were subjected to this process. At the same time, volcanic breccia was the most altered due to its high permeability. Analcime crystals grew on fragments of sedimentary rocks in breccias (Fig. 6).

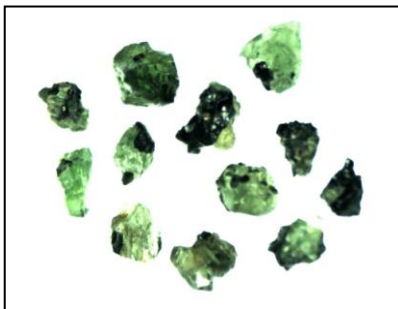


Fig. 4. Chrome-diopside and spinel intergrowths

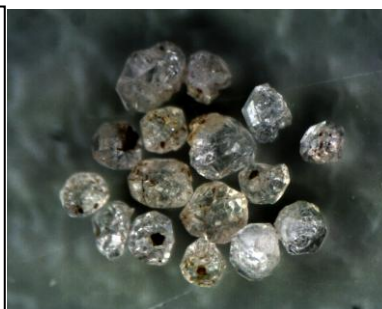


Fig. 5. Analcime crystals with bitumen films

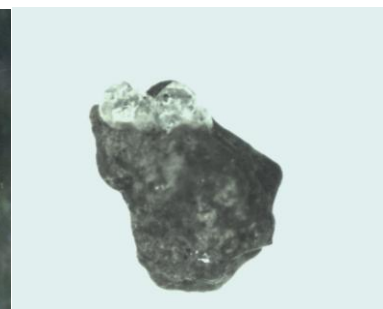


Fig. 6. Analcime crystals on rock fragment

References

1. Крюков А.В., Крюкова З.В. Пиропы из трубки Тергешской // Материалы по геологии и полезным ископаемым Красноярского края. Красноярск. 1962. Вып. 3. С. 131–140.
2. Минерально-сырьевые ресурсы Республики Хакасия. Состояние и перспективы развития / Под ред. А.А. Булатова. – Абакан: Издательская группа «Всем, всем, всем!» – 2008. – 140 с.
3. Охупкин Н.А., Чубугина В.Л. О пиропе и хромдиопсиде в базальтовых трубках Минусинского межгорного прогиба. / ДАН СССР, т. 132, № 2, 1960. С. 12-15.
4. Izokh, A.E., Fedoseev, G.S., Kutolin, V.A. Late Cretaceous intracontinental alkali basaltic magmatism of the Chebaki-Balakhta Basin: The Tergesh Complex // Guidebook of field excursion B / International Symposium «Large igneous provinces of Asia; Mantle plumes and metallogeny». Novosibirsk, Russia, August 13-16, 2007. – pp. 69-82.

КРУГЛЫЙ СТОЛ

ПРОФЕССИОНАЛЬНАЯ КОММУНИКАЦИЯ И ПРОБЛЕМЫ ПРЕПОДАВАНИЯ ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ИНОСТРАННОГО ЯЗЫКА В ОБЛАСТИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ НЕДР ЗЕМЛИ

ОПЫТ ОРГАНИЗАЦИИ СТУДЕНЧЕСКОГО ФЕСТИВАЛЯ ПО ПРОФЕССИОНАЛЬНОМУ ИНОСТРАННОМУ ЯЗЫКУ «СВОИ ИССЛЕДОВАНИЯ - МИРУ» (НА БАЗЕ КАФЕДРЫ ИНОСТРАННЫХ ЯЗЫКОВ ИНСТИТУТА ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ)

М.В. Власова, доцент; Ю.В. Колбышева, доцент

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Дисциплина «Иностранный язык» в неязыковом вузе играет важную роль в подготовке будущего специалиста и выполняет определённую гуманитарную и общеразвивающую функцию в формировании личности студента. Практическое владение языком специальности предполагает «умение работать со специальной литературой на иностранном языке с целью получения профессиональной информации и применения полученных знаний на практике». Основная роль преподавателя иностранного языка при этом – способствовать повышению уровня коммуникативной компетенции студентов с помощью эффективных методов обучения.

Обсуждение проблем стимулирования интереса студентов к изучению английского языка в сфере профессионального общения, повышения активности использования знаний при проведении научных исследований привело к рождению идеи проведения ежегодных студенческих фестивалей по профессиональному иностранному языку. Основная задача фестиваля заключается в том, чтобы перенести акцент с различного вида упражнений на активную мыслительную деятельность студентов в ходе самостоятельной творческой работы.

Опыт организации и проведения секции симпозиума им. М.А. Усова «Геология на английском и немецком языках» в 2008-2012 годах продемонстрировал мощный научный потенциал студенчества, актуальность проблематики и фундаментальный характер их исследований, практическую направленность работ, стремление использовать новые методы и технологии, проведение исследований на стыке наук, внимание к вопросам международного сотрудничества и межкультурной коммуникации. Все это подтверждает тот факт, что в современных условиях, призванных обеспечить развитие интернациональной поликультурной образовательной среды в ТПУ, необходимо активно способствовать обмену исследовательским опытом и достижениями студентов, обучающихся в Томском политехническом университете по различным направлениям и специальностям, в том числе посредством профессионального иностранного языка. В русле уже установившихся традиций практического использования инновационных технологий в области иностранного языка целью данного проекта является стимулирование развития интеллектуально-творческого и научного потенциала студентов, повышение результативности процесса обучения иностранному языку, предоставление дополнительных возможностей для осуществления исследовательской деятельности, развития профессиональной и языковой компетенции в ходе осуществления творческой активности на иностранном языке.

Актуальность данного мероприятия определяется тем, что его формат позволяет организовать научно-исследовательскую и творческую деятельность студентов по направлению подготовки и осуществить мониторинг качества владения профессиональным иностранным языком. Предложенная форма предполагает высокий уровень индивидуальной ответственности за выполнение каждого задания. Фестиваль является одной из форм организации исследовательской познавательной деятельности, в которой студенты занимают активную субъектную позицию. В ходе проведения фестиваля планируется раскрыть различные аспекты функционирования языка в профессиональной деятельности инженера.

В соответствии с разработанным планом проведения мероприятия совместно с научным отделом ИПР под руководством отдела НИР СиМУ НУ на базе кафедры иностранных языков ИПР 21 – 28 ноября 2011 г. был проведен I Университетский студенческий фестиваль по профессиональному языку «Свои исследования - миру».

Фестиваль предусматривал три университетских конкурса, каждый из которых направлен на развитие определенных студенческих компетенций:

- 1) Конкурс на лучшую научную статью на иностранном языке «Специфика иностранного языка в моем научном исследовании».
- 2) Конкурс на лучший видеоролик на иностранном языке на тему «Иностранный язык в моем научном исследовании».
- 3) Конкурс студенческих команд на лучший групповой проект на тему «Иностранный язык в моем исследовании».

В конкурсах допускалось участие студентов и студенческих коллективов (не более трех человек) Томского политехнического университета всех факультетов и институтов. На конкурс исследователи представили самостоятельно выполненные законченные научные статьи с аннотацией, видеоролики и групповые проекты по естественным, техническим, гуманитарным и социально-экономическим наукам. Организаторами

конкурса разработаны критерии оценки, состоящие из двух основных аспектов: научная и языковая составляющие. Для оценки поступивших на фестиваль работ и выявления победителей была создана специальная конкурсная комиссия по подведению итогов фестиваля, в состав которой входили преподаватели кафедр иностранных языков и представители профильных кафедр соответствующих направлений профессиональной подготовки, владеющие английским языком.

По итогам проведения мероприятия необходимо отметить, что студенты и магистранты ТПУ в количестве 122 человека приняли активное участие в работе фестиваля. В конкурсе на лучшую научную статью были предложены к рассмотрению 16 стендовых студенческих докладов: ИПР - 7, ИНК - 3, ЭНИН - 3, ГФ - 3. В конкурсе на лучший видеоролик было просмотрено 10 студенческих работ: ИПР ТПУ - 3, ИНК ТПУ - 2, ИФВТ ТПУ - 1, ИК ТПУ - 1, ГФ ТПУ - 2, ФФК ТПУ - 1. В конкурсе студенческих команд было представлено 10 студенческих презентаций групповых проектов: ИПР - 2, ИНК - 2, ИК - 1, ЭНИН - 1, ИФВТ - 1, ИИП - 1, ИЭФ - 1, ГФ - 1.

По всем трем конкурсам жюри определило тройки победителей, получивших премии и благодарности. Наиболее активно участвовали в подготовке и проведении мероприятия преподаватели кафедр иностранных языков и представители профильных кафедр соответствующих направлений профессиональной подготовки Энергетического института и Института неразрушающего контроля.

Отмечена хорошая организация мероприятия. Особое внимание привлек также нетрадиционный формат проведения конкурса студенческих команд на лучший групповой проект, который позволил в наиболее явной форме реализовать основные задачи мероприятия. В ходе проведения конкурса на лучший групповой проект командам-участникам выдавалось проблемное задание, над решением которого с учетом заданных условий, команды работали одновременно в разных аудиториях. Весь процесс обсуждения предлагаемых способов разрешения проблемной ситуации и подготовки презентации, также как и ее представление осуществлялся только на английском языке, эффективное использование которого оценивалось членами экспертной комиссии и экспертами-наблюдателями, уполномоченными экспертной комиссией и призванными обеспечить оценку качества работы в команде и ведения дискуссии на иностранном языке.

Разработанная модель фестиваля вызвала интерес у преподавателей профессионального иностранного языка и специалистов профильных кафедр. При разнообразии проводимых олимпиад и конкурсов по специальностям нет научно-образовательных мероприятий подобной направленности. По результатам проведения мероприятия высказаны пожелания о ежегодном проведении Университетского студенческого фестиваля по профессиональному иностранному языку «Свои исследования - миру», расширении списка рабочих языков фестиваля.

СПЕЦИФИКА ТЕРМИНОВ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ЛИТЕРАТУРЫ И ТЕХНОЛОГИЯ ОБУЧЕНИЯ ТЕРМИНАМ В НЕЯЗЫКОВОМ ВУЗЕ

Т.Ф. Долгая, старший преподаватель

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При работе с научно-технической, а тем более с профессиональной литературой, следует учитывать, что хотя язык текстов является частью общенационального языка, использует его лексику и грамматический строй, тем не менее, ему свойственны определенный стиль, а также ряд особенностей, как в области терминологии, так и грамматики [1].

Как известно, термины – это слова или словосочетания, которые имеют специальное, строго определенное значение в той или иной области науки и техники. Они точно выражают понятия, процессы и названия вещей, присущие какой-либо отрасли производства. Для того, чтобы правильно определить выражаемые термином понятия, нужно знать ту область науки и техники, к которой относится данная терминология. Как утверждает Р. Ф. Пронина, «любой термин следует рассматривать не как обособленную смысловую единицу вне всякой связи с окружающими его словами и контекстом в целом, а как слово, за которым закреплено определенное техническое значение, но которое может изменить своё содержание в зависимости от той отрасли, в которой оно употреблено в данном конкретном случае» [3].

Необходимо заметить, что для правильного понимания и перевода терминов необходимо также знать морфологическое строение терминов:

- а) **простые:** circuit – цепь (электрическая); rig – буровая установка;
- б) **сложные:** hydrocarbons - углеводороды; teamwork – бригадный метод;
- в) **термины- словосочетания** – (circuit breaker - выключатель, автомат),

которые делятся на три типа:

термины – словосочетания, оба компонента которых являются словами специального словаря. Они самостоятельны и могут употребляться вне данного сочетания, сохраняя присущие каждому из них в отдельности значение:

- brake - тормоз
- gear - привод, шестерня

Термин – словосочетание, состоящий из этих компонентов, приобретает новое значение, обладающее смысловой самостоятельностью:

- brake gear - тормозное оборудование.

термин – словосочетание, в котором только один из компонентов является техническим термином, а второй относится к словам общепотребительной лексики.

Компонентами этого типа могут быть 2 существительных или прилагательное + существительное. Оба компонента являются самостоятельными терминами.

air accumulator – резервуар сжатого воздуха

electric eye – фотоэлемент

Характерным свойством терминов – словосочетаний этого типа является то, что их 2^й компонент, т.е. существительное, может принимать на себя значение всего сочетания и выступать в данном контексте как самостоятельный термин:

current	вместо	electric current
charge	вместо	electric charge

слова - термины, оба компонента которых представляют собой слова общепотребительной лексики, и только их сочетание является термином:

dead – weight – мертвый груз; вес конструкции

dead end – холостой конец (катушки)

elephant trunk – всасывающий шланг (в области механизации)

blind spot – зона молчания (в радиотехнике), слепое пятно на сетчатке глаза, нечувствительное к световым лучам.

Исследуя термины, следует остановиться на том, что характерной чертой термина является его четкая связь с определенным понятием, явлением или процессом, точность и стремление к однозначности, что способствует его относительной независимости от контекста [4].

Многие английские термины в любом контексте соответствуют определенным русским терминам. Например:

voltage – напряжение

oxygen – кислород

flow – поток, струя

Тем не менее, роль контекста очень велика, так как значительное количество терминов имеют специальное значение.

Важно помнить о том, что существуют основные приемы перевода терминов – словосочетаний:

перевод с помощью русских слов и выражений, дословно воспроизводящих слова и выражения английского языка (так называемое «калькирование»):

low noise engine – двигатель с низким уровнем шума

horizontal drilling – горизонтальное бурение

gas injection – закачка газа

перевод с помощью использования родительного падежа:

direct current system – система постоянного тока

control-surface cable – трос управления

downhole flow control – регулирование дебита скважины

Перевод с помощью использования различных предлогов:

pressure oil gun – шприц для подачи масла под давлением (для прессмасленок)

data processing equipment – оборудование для обработки данных

hydrotap – отвод с гидроуплотнением (используется при ремонте подводного трубопровода)

Перевод одного из членов словосочетания группой поясняющих слов:

high alumina cement – цемент с большим содержанием глинозема

analogue computer – счетно-решающее устройство непрерывного действия.

Перевод с изменением порядка компонентов атрибутивной группы (прилагательные):

battery-charging motor generators – мотор-генераторы, подзаряжающие батареи

automobile repair plant construction project – проект строительства авторемонтного завода.

Не следует забывать о том, что перевод терминов – словосочетаний начинают с перевода существительного, которое является основным компонентом, и потому последовательно переводят каждую смысловую группу, чаще всего справа налево:

well placement scheme: scheme – схема: well placement – схема расположения скважин

Как работать с техническим вокабуляром? (терминами). В некоторых случаях термин может быть (похожим) родственным с термином русского языка, и трудности в понимании не будет. Например: carbon cycle – трудность может быть в произношении.

[saɪkl] – в английском

[si:kl] – в русском

Если термин неизвестен и не похож на русское слово, то его нужно ввести и объяснить перед работой над упражнением. Будет достаточным просто перевести термин на русский язык после короткого объяснения (definition), используя технический словарь. В некоторых случаях студентам, начинающим новый профессиональный предмет, требуется помощь не только преподавателя-лингвиста, но и преподавателя-предметника в разработке специального терминологического словаря (glossary).

Обучение вокабуляру (терминам) в профессиональном ESP идет по общим принципам обучения в General English. Важно разграничить лексику активную и пассивную.

Активный словарь – это базовый набор лексических единиц, которые студенты должны знать и уметь воспроизводить в продуктивных видах речевой деятельности (говорении и письме). Пассивный словарь – это лексика, которую обучаемые должны понимать при аудировании и чтении, но не всегда использовать в речи.

Термины вводятся:

Блочно (тематически связанные слова);

В контексте;

С помощью заданий, которые способствуют запоминанию.

Этапы.

1. Сначала обучаемые знакомятся с графическим и фонетическим образом слов.

2. Потом с их значением и употреблением.

В случае, когда смысл отдельных слов труден для понимания, можно использовать такие приемы введения новой терминологии как:

Контекстуальная догадка с использованием:

- иллюстраций;

- сходства в написании и звучании с русским языком;

- знаний по другим предметам;

- собственных предложений.

Демонстрация реальных предметов (минералов).

Рисунки на доске, мимика, жестикация, таблицы, схемы.

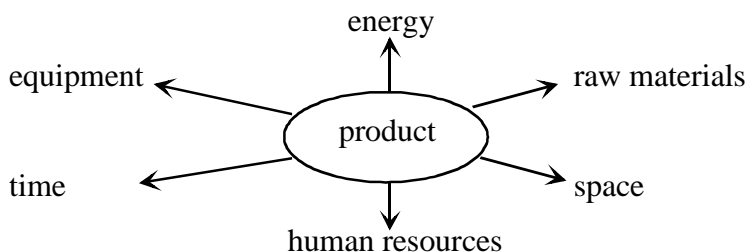
Представление новых слов, раскрывающих их значение (например – definition).

Перевод.

Обучаемые предпочитают разнообразную технологию введения. И преподавателям нужно найти то, что лучше всего для студента. Упражнения по введению терминов побуждают к мыслительному и познавательному процессу, а не к механическому запоминанию [2]:

Ситуативные, семантические (situational, semantic sets) путем тематической группировки слов - *Mind*

Maps.



Таким образом, слова, связанные с “product”, могут изучаться вместе.

Семантически → синонимы, антонимы.

Словосочетания → *Collocations* - **strong argument, powerful argument**

Лексические фразы (lexical phrases).

As shown in the diagram; the table suggests that.

В завершении рассмотрим рекомендации для быстрого и глубокого усвоения терминов:

Записывать новые слова в специальный словарик по темам.

Записывать новые слова в предложениях.

Записывать определения новых слов.

Составлять схемы для слов одной семантической группы.

Записывать определения новых слов.

В быстром темпе проводить повторение лексического материала в начале или в конце занятия - *Team*

work.

Использовать игровые моменты.

Использовать видеофильмы.

Терминология не должна быть оторвана от текста.

Лексические упражнения необходимо строить на основе текста по мере нарастания трудностей – от простого к сложному.

Использовать на занятии: работу с группой - *Class work*

парную работу - *Pair work*

индивидуальную работу- *Individual work*

Таким образом, при обучении студентов профессиональному языку, следует обратить внимание на логичность научно-технической литературы, специфику предмета, на правильность понимания и перевода терминов, на связь термина с контекстом и последовательность его перевода, на запоминание терминов для дальнейшего использования их на практике.

Литература

1. Брандес М. П., Проворотов В. И. Предпереводческий анализ текста (для институтов и факультетов иностранных языков): учебное пособие. 2-е изд. - Курск, 1999.
2. Елухина Н. В. Средства обучения иностранному языку. Текст лекций по методике преподавания иностранных языков. - М., 1982.
3. Пронина Р. Ф. Перевод английской научно-технической литературы. - М.: Высшая школа, 1986.
4. Пумпянский А. Л. Чтение и перевод английской научной и технической литературы. - М.: Издательство АН СССР, 1962.

**ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРОЕКТНОЙ МЕТОДИКИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ
ВНЕУРОЧНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ НА ИНОСТРАННОМ ЯЗЫКЕ СО СТУДЕНТАМИ
НЕЯЗЫКОВЫХ СПЕЦИАЛЬНОСТЕЙ ИНСТИТУТА ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ ТПУ**

Н.С. Коваленко, доцент; Ю.В. Колбышева, доцент

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ввиду постоянной необходимости поддержания интереса и повышения мотивации к изучению иностранных языков у студентов неязыковых специальностей важным средством в достижении этой цели является проведение внеурочных мероприятий на иностранном языке.

Чтобы организовать внеурочную работу необходимо, в первую очередь, учитывать уровень знания иностранного языка и возрастные особенности студентов. При проведении внеурочного мероприятия на иностранном языке реализуются следующие цели и задачи: развитие внимания, памяти, мышления, логики, быстроты реакции, лингвострановедческой и коммуникативной компетенции, воспитание у студентов чувства уважения к чужой стране, ее национальным обычаям, традициям и культуре, воспитание у студентов чувства адекватной конкуренции, этических и эстетических чувств, знакомство с культурой страны изучаемого языка, расширение кругозора, преодоление языкового барьера, развитие творческого потенциала студентов, повышение уровня мотивации к изучению иностранного языка.

Как показывают многие исследования, в настоящее время у студентов неязыковых специальностей наблюдается низкая мотивация к изучению иностранного языка, поскольку иностранный язык – трудный предмет, требующий много сил, времени и упорства. Убежденность в невозможности преодолеть эти препятствия, неверие в свои силы, а порой и нежелание преодолевать определенные трудности, ведет к снижению интереса к иностранному языку. Поэтому главная задача, которая стоит перед преподавателем, это раскрыть творческий потенциал студентов, найти такие дидактические средства, которые пробуждали бы мыслительную активность студентов и интерес к иностранному языку.

Проектная методика является эффективным приемом организации внеурочных мероприятий на иностранном языке для студентов неязыковых специальностей, поскольку в основе метода проектов лежит развитие познавательных навыков учащихся, умений самостоятельно конструировать свои знания и ориентироваться в информационном пространстве, а также развитие критического мышления. Кроме того, основная поисковая работа ведется во внеурочное время.

Метод проектов хорош тем, что он предполагает совместное целеполагание студентов и преподавателя, предоставляет студентам право выбора, развивает мышление и рефлексивность. Студенты становятся активными участниками, а преподаватель направляет их деятельность и помогает им. Проектная деятельность предполагает рефлексивную деятельность, потому что данный вид деятельности нацелен также и на самостоятельный поиск новых решений и информации.

Для проведения внеурочных мероприятий на иностранном языке со студентами неязыковых специальностей наиболее целесообразной и плодотворной с педагогической точки зрения представляется форма мини-проектов, которые могут быть связаны как с темами, предусмотренными программой дисциплины, так и с традициями, обычаями, культурными реалиями или событиями, персоналиями страны изучаемого языка (например, календарные и народные праздники страны изучаемого языка: Хэллоуин, День благодарения, Рождество, День сурка и др., годовщина со дня рождения У. Шекспира и пр.).

Мини-проект студенты могут представить в виде небольших докладов-презентаций на иностранном языке, посвященных избранной теме или проблеме. Метод проектов предполагает несколько организационных этапов. На первом этапе со студентами обсуждается тематика и содержание проекта, определяются цели и задачи, способы сбора информации, ожидаемый результат. При реализации групповых проектов студентов можно разделить на подгруппы, каждая из которых выполняет определенное задание. Данные подгруппы формируются с учетом психологических особенностей участников, а также уровня владения иностранным языком [3]. В каждой подгруппе должны быть студенты с разным уровнем владения иностранным языком. Очень важно, что студенты с разным уровнем подготовки могут принимать участие в проектной работе в соответствии со своими возможностями. И, конечно, необходимо учитывать психологическую совместимость учащихся внутри подгруппы [1].

На следующем этапе происходит сбор информации, систематизируется и прорабатывается лексико-грамматический материал. Параллельно с поэтапной работой над проектом проводится работа над совершенствованием языковых и речевых умений студентов, а также сформированных ранее навыков иноязычного общения. Студенты могут работать с различными текстами на русском и иностранном языках,

отбирая наиболее значимый, важный материал, продумывая свои выступления. Студентам необходимо предоставлять право выбора в разработке направления в раскрытии темы проекта. Преподаватель может выступать на данном этапе в роли консультанта, оказывать помощь в исправлении лексико-грамматических ошибок. С целью «оживить» свои выступления студентам можно предложить творчески оформить свои мини-проекты, например, использовать наглядный материал, фотографии, рисунки, плакаты, музыкальное сопровождение, современные компьютерные технологии. В течение всего периода работы над проектом желательно тренировать студентов в использовании речевых штампов, например, Я думаю..., Я уверен..., Мне кажется... и т.д. Студенты должны уметь выразить согласие и несогласие, удивление, так как подобного рода клише необходимы при проведении дискуссии и защите проектов [2].

На усмотрение преподавателя можно провести промежуточный контроль, который позволит определить, как долго еще необходимо работать над проектом. Контроль может проводиться в виде отчета, в котором должны принять участие все студенты группы. Из этого отчета можно будет узнать об уровне подготовки учащихся, о возможных разногласиях, противоречиях, возникающих при реализации проекта, а также насколько слаженно работают студенты [2].

Заключительный этап представляет собой непосредственную презентацию и защиту мини-проектов перед присутствующими и небольшую дискуссию по представленным проектам. На итоговом этапе подводятся итоги внеклассного мероприятия, анализируются положительные стороны и промахи. Студенты оценивают свою деятельность и деятельность своих товарищей, учатся аргументировано отвечать на поставленные вопросы, отстаивать свою точку зрения, положительно воспринимать замечания своих товарищей, адекватно оценивать свою работу.

Опыт работы преподавания иностранного языка в вузе показывает, что в группе всегда есть студенты с различным уровнем языковой подготовленности. При традиционной форме проведения занятий менее подготовленные студенты отмалчиваются, стесняются, боятся сказать что-то не то и не так. Данный же вид деятельности проходит в непринужденной обстановке, в которой студенты не испытывают психологической закрепощенности, поэтому каждый студент может привнести что-то свое в этот вид деятельности, он может полнее осознать свое собственное «я» в процессе взаимодействия с другими людьми. Таким образом, в работе над проектом каждый студент вносит свою лепту в его реализацию в зависимости от знаний и личностных интересов. Каждый в равной мере несет ответственность за выполнение проекта и должен представить результаты своей работы. Деятельность студентов носит целенаправленный, осмысленный характер, при этом осуществляется взаимодействие студентов друг с другом и преподавателем, роль которого меняется от контролера до равноправного партнера и консультанта.

Как показывает практика, использование метода проектов при проведении внеурочных мероприятий на иностранном языке со студентами неязыковых специальностей направлено на реализацию творческого потенциала студентов, креативность, нестандартность мышления, на развитие их мыслительной деятельности, учит отбору и анализу информации. Не смотря на большие затраты времени на составление проекта, процесс работы над ним способствует развитию у студентов неязыковых специальностей интереса к изучению иностранного языка.

Литература

1. Владыко О. А. Проектная методика – эффективное средство организации творческой и учебной деятельности на уроке английского языка // Иностранные языки в школе. – М., 2007. – №4. – С. 60-63.
2. Конышева А. В. Организация самостоятельной работы учащихся по иностранному языку. – СПб.: Изд-во «Четыре четверти», 2005. – 208 с.
3. Конышева А. В. Современные методы обучения английскому языку. – Минск: ТетраСистемс, 2003. – 176 с.

ОПЫТ ОРГАНИЗАЦИИ МЕЖДУНАРОДНОЙ СТУДЕНЧЕСКОЙ НАУЧНОЙ ВИДЕО-КОНФЕРЕНЦИИ «ПРИБЛИЖАЯСЬ К АРКТИКЕ» (НА БАЗЕ КАФЕДРЫ ИНОСТРАННЫХ ЯЗЫКОВ ИНСТИТУТА ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И УНИВЕРСИТЕТА НАУКИ И ТЕХНИКИ, ТРОНХЕЙМ, НОРВЕГИЯ)

Т.В. Коротченко, доцент

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В условиях интеграции международного сообщества и усиления прикладной направленности научно-технических инноваций возрастает внимание к вопросам международного сотрудничества, обмену исследовательским опытом и межкультурной коммуникации, что требует функционирования интернациональной поликультурной образовательной среды, способствующей формированию научного потенциала студенчества. Сегодня главной целью изучения иностранного языка становится практическое владение языком, а приоритетной компетенцией, необходимой современному специалисту технического вуза – компетенция в профессиональном и личностном общении на иностранном языке. Всё вышесказанное определяет необходимость реализации принципа профессионально-ориентированного коммуникативного подхода и использования принципиально новых подходов в обучении иностранным языкам. В связи с этим актуальность идеи проведения международной студенческой видео-конференции заключается в том, что данный формат позволяет организовать исследовательскую деятельность студентов по направлению подготовки с

использованием инновационной мультимедийной технологии и способствовать адаптации в рамках международного научно-профессионального пространства, а также предоставляет дополнительные возможности для формирования и развития профессиональной и языковой компетенции при осуществлении творческой активности на иностранном языке.

Подобное мероприятие способствует подготовке выпускников Национального исследовательского Томского политехнического университета на уровне, необходимом для работы в конкурентной среде в качестве непосредственных участников или посредников профессионального и международного устно-письменного общения.

Весь комплекс мероприятий направлен на решение следующих задач:

- стимулирование развития интеллектуально-творческого и научного потенциала студентов;
- оптимизация и повышение эффективности процесса обучения студентов Национального исследовательского Томского политехнического университета иностранным языкам на основе применения инновационно-коммуникационных образовательных технологий и компьютерных программных средств обучения;
- привлечение внимания студентов ТПУ и молодых специалистов к проблемам функционирования иностранного языка в профессиональной среде;
- популяризация изучения профессионального иностранного языка, его роли в формировании понятия профессиональной компетентности выпускника политехнического университета;
- предоставление дополнительных возможностей для осуществления исследовательской деятельности с учетом национальной стратегии ресурсоэффективности, развития профессиональной и языковой компетенции в ходе осуществления творческой активности на иностранном языке.

Международная студенческая научная видео конференция «Приближаясь к Арктике» проходила в два этапа с 26.10.2011-30.11.2011:

1) представление тем научных исследований

Задачи этапа: знакомство участников, представление команд и тем научных исследований, включая основные цели, материал и ожидаемые результаты;

2) подведение итогов исследования

Задачи этапа: представление результатов исследований, обсуждение перспектив работы студенческой научной видео конференции.

По итогам мероприятия к сотрудничеству в области исследования Арктики было привлечено 11 молодых ученых из дальнего зарубежья, 10 студентов института природных ресурсов. В рамках видео-конференции были представлены результаты научных исследований в области разведки, добычи и транспортировки углеводородов в условиях Арктики.

В ходе проведения видео-конференции на обсуждение были вынесены следующие проблемы:

- экология Арктики;
- освоение углеводородных ресурсов Арктики (разведка, бурение, добыча, транспортировка);
- геофизические исследования в криолитозоне;
- технологии подводных исследований и поисковых работ, подводные аппараты и роботы.

Полученные результаты исследований могут дополнить базу данных «Startoga» университета Тронхейм, Норвегия. В дальнейшем подобная совместная работа может позволить создать международную молодежную школу с участием таких стран, как Норвегия, Франция, США и Канада.

Безусловным результатом мероприятия стало создание конкурентоспособной языковой среды среди студентов технических специальностей. В следующем году к участию в проекте планируется привлечь около 30 студентов Института Науки и Техники, 20 студентов ИПР ТПУ, 3 научных сотрудника научного центра Франции. Подобная работа позволит оптимизировать процесс обучения как иностранному языку, так и специальным предметам, повысить результативность обучения и вызвать интерес студентов к научно-исследовательской деятельности.

ОСОБЕННОСТИ ИГРОВОЙ МЕТОДИКИ В ОБУЧЕНИИ ИНОСТРАННОМУ ЯЗЫКУ

В.Е. Миронова, преподаватель

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время преподаватели иностранных языков сталкиваются с проблемой выбора наиболее эффективных методов обучения, которые способствовали бы повышению мотивации к изучению данной дисциплины у студентов. В современной методике существует множество методов, в эффективности которых сложно сомневаться. Игра является одним из них, о ее возможностях известно уже давно.

Игра – разновидность общественной практики, действенное воспроизведение жизненных явлений вне реальной практической установки [3: 11], это особо организованное занятие, требующее напряжения эмоциональных и умственных сил [1: 3].

Существует ряд особенностей в игровой методике. Во-первых, игра – это процесс, в котором все равны. Она полезна каждому. Иногда студенты с более слабой подготовкой могут проявить себя с наилучшей стороны за счет своих личностных качеств. Игра – это свободная деятельность, дающая возможность выбора самовыражения, самоопределения и саморазвития для ее участников. Во-вторых, обучение в игре

осуществляется посредством собственной деятельности студентов, носящий характер особого вида практики, в процессе которой усваивается до 90% информации. Учебный материал усваивается незаметно, в связи с чем возникает чувство удовлетворенности от обучения. Студенты видят и понимают результат и прогресс. Помимо этого, игра вовлекает всех студентов, как с высоким, так и с низким уровнем владением иностранным языком, в познавательную деятельность. Данный метод имеет определенный результат и стимулирует студентов к достижению целей и задач. Игра занимает особое место в системе активного обучения. Обезличенный процесс обучения в игре приобретает личностное значение. Состязательность – важная часть игры, которая привлекает студентов, создает благоприятную атмосферу на занятии, повышает интерес к предмету. В игре есть определенное таинство – неполученный ответ, что активизирует мыслительную деятельность студента, толкает его на поиск ответа [3: 13].

Когда преподаватель использует игровой метод, выполняются различные методические задачи, например, создание психологической готовности студентов к речевому взаимодействию, обеспечение естественной необходимости многократного повторения языкового материала, тренировку студентов в выборе нужного речевого варианта, что является подготовкой к ситуативной спонтанности речи вообще.

Выделяют определенные цели применения игр на занятиях по иностранному языку: формирование различных навыков (в зависимости от цели занятия и вида игры), развитие речевых умений, обучение умению общаться, развитие необходимых способностей и психических функций, познание (в сфере языковой практики), запоминание речевого материала [2: 38].

Игры следует включать в процесс обучения потому что с их помощью улучшаются отношения преподавателя со студентами, возникают условия для творческого развития и поддержания живого интереса, если это ролевая игра, то студент имеет возможность играть определенную роль. Если речь идет о коммуникативных играх, то увеличивается время для речевой практики, когда студенты чаще высказывают свое мнение, что-то обсуждают на иностранном языке.

Необходимо упомянуть проблемные задания, проекты, которые выполняются совместными действиями, что позволяет приобрести опыт практической и творческой деятельности. Создаются большие возможности для расширения кругозора студентов путем знакомства с историей, культурой, традициями и персоналиями стран изучаемого языка [4: 217].

При обучении иностранному языку следует обращать внимание на языковые, или подготовительные, и речевые, или творческие. К языковым играм относят орфографические, фонетические, лексические и грамматические. Их главная цель – формирование соответствующих навыков. К речевым играм можно отнести ситуационные (в ее основе лежит ситуация из жизни, для решения которой применяются знания изучаемого предмета), ролевые (исполнение определенных ролей) и деловые (предполагается конкретная проблема, имеется дело; роли и правила игры вырабатываются участниками в ходе самой игры [3: 22]).

Процесс обучения не должен быть скучным и утомительным. Любой преподаватель может найти множество средств, помогающих заинтересовать студентов. Игра является одним из таких средств, способных повысить мотивацию к изучению иностранного языка.

Литература

1. Гальскова Н.Д. Теория обучения иностранному языку. Лингводидактика и методика. - М.: Издательский центр «Академия», 2008. – 336с.
2. Конышева А.В. Игровой метод в обучении иностранному языку. – СПб.: КАРО, Мн.: Издательство «Четыре четверти», 2008.– 192с.
3. Петричук И.И. Еще раз об игре//Иностранные языки в школе. – М., 2008. – №2. – С. 37 – 42.
4. Стронин М.Ф. Обучающие игры на уроке английского языка. - М.: Просвещение, 1984. – 112 с.

ОБУЧЕНИЕ ЧТЕНИЮ АУТЕНТИЧНОЙ ЛИТЕРАТУРЫ НА ИНОСТРАННОМ ЯЗЫКЕ ПО МЕТОДИКЕ ИЛЬИ ФРАНКА

Л.М. Нежведилова, преподаватель

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Метод чтения И.Франка— это специальный способ адаптации текста, который способствует пассивному освоению языка. Его можно использовать либо в качестве поддержки, дополнения к разговорной практике, либо просто для пассивного освоения языка (если цель, например, научиться читать книги на том или ином языке). Как построены такие тексты? Вот, например, книга «Путешествия Гулливера». Если открыть любую страницу этой книги, то можно увидеть, что текст повести разбит на небольшие отрывки. Сначала идет адаптированный отрывок — текст с вкрапленным в него дословным русским переводом и небольшим лексико-грамматическим комментарием. Затем следует тот же текст, но уже неадаптированный, без подсказок.

Например:

I must have slept for more than nine hours (я, вероятно, проспал более девяти часов; to sleep) because when I woke up (потому что, когда я проснулся; to wake up) it was daylight (было совсем светло; daylight — дневной свет; день, светлое время суток). I tried to get up (я попробовал встать), but I couldn't move (но не мог двинуться = пошевелиться). I was lying on my back (я лежал на спине). My arms and legs were tightly fastened to the ground on each side (мои руки и ноги были крепко прикреплены/привязаны с каждой стороны =

с обеих сторон к земле). My long, thick hair was tied down in the same way (мои длинные и густые волосы были точно так же: «таким же образом/способом» привязаны /к земле/; thick — толстый; густой, частый; way — дорога; путь; метод, способ). I also felt several fine threads across my body from my arms to my legs (также я почувствовал несколько тонких нитей /протянутых/ поперек моего тела от рук до ног; to feel). I heard noises around me (я слышал вокруг себя /какие-то/ звуки; to hear; noise — шум, гам; звук /обычно неприятный/), but from where I lay I could see nothing but sky (но с /места/ где я лежал, я не мог видеть ничего, кроме неба).

I must have slept for more than nine hours because when I woke up it was daylight. I tried to get up, but I couldn't move. I was lying on my back. My arms and legs were tightly fastened to the ground on each side. My long, thick hair was tied down in the same way. I also felt several fine threads across my body from my arms to my legs. I heard noises around me, but from where I lay I could see nothing but sky.

Тот, кто только начал осваивать английский язык, сначала может читать текст с подсказками, затем — тот же текст без подсказок. Если при этом он забыл значение какого-либо слова, но в целом все понятно, то необязательно искать это слово в отрывке с подсказками. Оно еще встретится, и не раз. Смысл неадаптированного текста в том, что какое-то время (пусть короткое) читающий на чужом языке «плывет без доски». После того, как он прочитает неадаптированный текст, нужно читать следующий адаптированный. И так далее. Возвращаться назад (с целью повторения) не нужно. Следует просто продолжать читать дальше.

Конечно, сначала на читателя хлынет поток неизвестных слов и форм. Он не должен этого бояться: никто никого по ним не экзаменует. По мере чтения (пусть это произойдет хоть в середине или даже в конце книги) все „утрясется“, и читатель будет, пожалуй, удивляться: ‘Ну, зачем опять дается перевод, зачем опять приводится исходная форма слова, все ведь и так понятно!’ Когда наступает такой момент, когда «и так понятно», ему стоит уже читать наоборот: сначала неадаптированную часть, а потом заглядывать в адаптированную. (Этот же способ чтения можно рекомендовать и тем, кто осваивает язык не с нуля.)

Язык по своей природе — средство, а не цель, поэтому он лучше всего усваивается не тогда, когда его специально учат, а когда им естественно пользуются — либо в живом общении, либо погрузившись в занимательное чтение. Тогда он осваивается сам собой, подспудно.

Наша память тесно связана с тем, что мы чувствуем в какой-либо конкретный момент, и зависит от нашего внутреннего состояния, а не от того, например, сколько раз мы повторим какую-нибудь фразу или сколько выполним упражнений.

Для запоминания нужна не сонная, механическая зубрежка или выработка каких-то навыков, а новизна впечатлений. Чем несколько раз повторить слово, лучше встретиться с ним в разных сочетаниях и в разных смысловых контекстах. Основная масса общеупотребительной лексики при чтении по этому методу запоминается без зубрежки, естественно — за счет повторяемости слов. Поэтому, прочитав текст, не нужно стараться заучить слова из него. «Пока не усвою, не пойду дальше» — этот принцип здесь не подходит. Чем интенсивнее человек будет читать, чем быстрее бежать вперед — тем лучше. В данном случае, как ни странно, чем поверхностнее, чем расслабленнее, тем лучше. И тогда объем материала делает свое дело, количество переходит в качество. Таким образом, все, что требуется от читателя, это просто почитать, думая не об иностранном языке, который по каким-либо причинам приходится учить, а о содержании книги.

Кто-то, возможно, скажет: «Для меня это не подходит. Я так ничего не запомню». Поверьте, что если вы действительно будете читать эту книгу интенсивно, то метод сработает. Если же вы будете читать ее несколько месяцев, то тогда действительно ничего не выйдет. Ведь вы в этом случае будете использовать вещь, нарушая инструкцию.

Главная беда всех изучающих долгие годы один какой-либо язык в том, что они занимаются им понемножку, а не погружаются с головой. Язык — не математика, его надо не учить, к нему надо привыкать. Здесь дело не в логике и не в памяти, а в привычке. Он скорее похож в этом смысле на спорт, которым нужно заниматься в определенном режиме, так как в противном случае не будет результата. Если сразу и много читать, то свободное чтение, например, по-английски — вопрос трех-четырёх месяцев (начиная «с нуля»).

А что делать с грамматикой? Собственно для понимания текста, снабженного такими подсказками, знание грамматики уже не нужно — и так все будет понятно. А затем происходит привыкание к определенным формам, и грамматика усваивается тоже подспудно. Это похоже на то, как осваивают же язык люди, которые никогда не учили его грамматики, а просто попали в соответствующую языковую среду. Данное чтение можно рекомендовать уже на самом начальном этапе. Грамматикой же, кстати сказать, хорошо более основательно позаниматься уже тогда, когда читатель привык к языку и практически все понимает. Вот тут ему будет интересна и полезна грамматика. Такая книга помогает осваивающим чужой язык преодолеть важный барьер: набрать лексику и привыкнуть к логике языка, сэкономив много времени и сил.

Для английского языка отдельно нужно сказать о транскрипции. В книгах, оформленных по данному методу, после каждого адаптированного отрывка переводчиком обычно транскрибируются три слова на выбор. При этом выбираются в основном слова, произношение которых отклоняется от общих правил произношения английского (которые есть — это неправда, что в английском нужно запоминать произношение каждого слова!). Постепенно, по мере чтения, перебираются, таким образом, все основные слова, произношение которых не очевидно.

Тогда возникает опасение: «Но если я буду читать английский текст, не зная точного произношения каждого английского слова, я буду запоминать слова неправильно, и потом будет трудно переучиваться». Интересно, что лично у меня был такой опыт: я научилась читать по-английски самостоятельно (книга +

словарь), не зная произношения. В словаре, конечно, произношение указывается, но я уже знала французский, а в английском языке — 60 % слов имеют французское происхождение (и чаще всего именно их произношение вызывает трудности), — и эти слова я не смотрела в словаре. То есть научилась читать глазами. Но это не помешало мне, несколько позже, послушать английскую речь и привыкнуть к правильному произношению. Я уже свободно читала, а для понимания на слух и речи мне хватило месяца общения на английском в семье носителей языка. В настоящее время очень много возможностей услышать английский и пообщаться на нем. Вы же не только можете читать книги по этому методу чтения, но и слушать песни, смотреть фильмы, разговаривать.

Поэтому выборочная транскрипция в таких пособиях играет скорее психологическую роль — успокаивающую читателя (что все в порядке — произношением он тоже занимается).

Новые слова и выражения в учебниках повторяются довольно редко: ведь автор стремится дать как можно больше лексики в каждом небольшом уроке. В учебнике слова повторяются гораздо реже, чем в живой жизни или в книге, по сути, повторяются лишь тогда, когда автор не может этого избежать.

Такие книжки, кстати сказать, не требуют того, чтобы человек сел за стол и приступил к занятиям. Их можно читать в метро или лежа на диване. А это очень важно в нашей непростой и суетной жизни. Тому, например, кто приходит домой после работы, трудно сесть заниматься за письменный стол. Но он может сесть в кресло или прилечь на диван и почитать такую книжку. Это не совсем «увлекательное» чтение, потому что на самом деле поток нового материала гораздо больше, чем при занятии по учебнику. Мозгам работы гораздо больше. Но эта работа происходит без стресса и без скуки, поэтому не чувствуется усталость.

Этот метод сработает лишь в том случае, если книга действительно интересна читателю. А потому нужно, чтобы по каждому языку были представлены книги разных жанров, в том числе и тривиальная литература.

Нужно подчеркнуть важность чтения классики для настоящего, глубокого освоения языка. Английский язык, например, — это не только тот язык, которым разговаривают между собой русский и турок в Анталье, это и язык Диккенса, и язык Шекспира. Старый язык не уходит целиком в прошлое, он продолжает жить в современном языке.

В любом случае, этот метод чтения дает лишь пассивное освоение языка, то есть является вспомогательным по отношению к активизирующим язык разговорным занятиям или к общению на чужом языке, но в своих пределах применимости он уже принес пользу многим (судя по отзывам), научившимся благодаря нему читать на чужом языке, значительно расширившим свой словарный запас, привыкшим к восприятию письменной речи и к строению языка.

ЭФФЕКТИВНЫЕ ВИДЫ И ФОРМЫ КОНТРОЛЯ ПРИ ОБУЧЕНИИ ИНОЯЗЫЧНОЙ МОНОЛОГИЧЕСКОЙ РЕЧИ СТУДЕНТОВ ТЕХНИЧЕСКОГО ВУЗА

Е.С. Овчинникова, преподаватель; Л.П. Трибус, преподаватель

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Данная тема является актуальной, так как владение умениями иноязычной монологической речи является частью профессиональной компетенции студентов технического вуза, и студенты Национального исследовательского Томского политехнического университета не являются исключением.

Монологическое высказывание – это непосредственно направленное к собеседнику или аудитории устное сообщение, которое предусматривает высказывание одного лица.

Во время урока иностранного языка при обучении какому-либо виду речевой деятельности, в том числе и монологической речи, необходимо уделять достаточно внимания контролю. Хорошо организованный контроль дает преподавателю возможность правильно распределить время урока, а также посмотреть достижения и результаты, как отдельных студентов, так и всей группы.

Контроль – это определение уровня владения иностранным языком, достигнутого студентами за определенный период обучения. Контроль также является этапом урока иностранного языка. На данном этапе преподаватель имеет возможность оценить, насколько хорошо студенты усвоили пройденный материал и могут ли пользоваться им в процессе общения. Контроль позволяет преподавателю проверить не только результаты работы студентов, но и оценить результаты своей работы, то есть определить, насколько эффективны используемые им приемы обучения и внести в них коррективы.

Контроль на уроке иностранного языка может иметь различные цели, но в первую очередь он носит обучающий характер, так как контроль дает возможность совершенствовать процесс обучения.

Для того чтобы контроль при обучении монологической речи на уроке иностранного языка был эффективным, необходимо выделить основные виды и формы контроля.

В методике преподавания иностранных языков традиционно выделяют следующие **виды контроля**:

Предварительный контроль используется с целью определения исходного уровня знаний. Данный вид контроля обеспечивает дифференцированный подход к обучению и позволяет сформировать группы с учетом уровня языковой подготовки.

Самым распространенным и наиболее эффективным видом контроля является **текущий контроль**, при условии, что он проводится регулярно и направлен на проверку небольшого объема материала.

Тематический (промежуточный) контроль также играет достаточно важную роль, так как большинство учебных планов предусматривают проверку знаний в результате изучения конкретной темы.

Периодический контроль, в отличие от текущего, нацелен на проверку овладения материалом большого объема, например, изученного за семестр.

Итоговый контроль направлен на определение уровня владения иностранным языком, достигнутого в результате усвоения значительного по объему материала. Данный контроль проводится, как правило, в конце семестра или учебного года.

При обучении иноязычной монологической речи следует обратить особое внимание на **формы контроля**, так как рассмотренные выше виды и формы контроля тесно связаны между собой.

По мнению специалистов, наиболее объективной формой является **индивидуальный контроль**. Его основным достоинством является возможность достаточно адекватно оценить уровень подготовки каждого студента.

Фронтальный контроль проводится в форме беседы преподавателя с группой студентов, которые со своих мест отвечают на вопросы. Данная форма контроля позволяет преподавателю проверить одновременно всех студентов. Но следует отметить, что вопросы преподавателя должны быть сформулированы таким образом, чтобы студенту было необходимо дать развернутый, обоснованный ответ.

Групповой контроль проводится в форме выполнения задания для всей группы. Например, беседа на известную тему, ролевая игра. Преподавателю следует заранее составить сценарий, чтобы каждый из участников имел возможность развивать навыки монологической речи.

Парный контроль является вариантом группового контроля. Студенты работают в паре, выполняя предложенное задание.

Исходя из собственного опыта преподавания английского языка для студентов Института природных ресурсов НИ ТПУ, можем отметить, что при обучении студентов монологической речи необходимо использовать все вышперечисленные виды и формы контроля, так как контроль является неотъемлемой частью процесса обучения. Однако следует подчеркнуть, что все виды и формы имеют как **достоинства**, так и **недостатки**.

Фронтальный контроль наиболее удобен для текущего контроля и для выявления степени усвоения материала, общей картины успеваемости студентов. Проверка такого рода носит целенаправленный характер и проводится в вопросно-ответной форме, в которой ведущую роль играет преподаватель. Но, не смотря на все достоинства, этот вид контроля имеет один недостаток. **Фронтальный контроль** имеет поверхностный характер из-за невозможности уделять много внимания каждому студенту. Поэтому такая форма контроля больше всего подходит для текущей проверки.

Групповой контроль также следует использовать при обучении иноязычной монологической речи. Для этого необходимо перед каждым участником группы поставить определенную коммуникативную задачу, то есть необходимо составить план таким образом, чтобы у каждого студента была возможность высказаться в соответствии с заданной темой.

С нашей точки зрения, наиболее эффективным является **индивидуальный контроль**, потому что он свидетельствует об индивидуальных достижениях каждого студента. Но, тем не менее, эта форма контроля больше всего подходит для проверки уровня владения монологической речью в ходе **итогового контроля**, так как во время урока **индивидуальный контроль** занимает достаточно много времени и как правило, охватывает мало студентов. Это может вызвать снижение активности остальных студентов. Поэтому в данном случае можно предложить сочетать формы контроля во время урока и тем самым избежать пассивности группы при опросе отдельных студентов.

ТЕСТИРОВАНИЕ: ВЧЕРА, СЕГОДНЯ, ЗАВТРА. К ВОПРОСУ О ПОНЯТИЯХ, ИСПОЛЗУЕМЫХ ПРИ ОБУЧЕНИИ ПРОФЕССИОНАЛЬНОМУ ИНОСТРАННОМУ ЯЗЫКУ СТУДЕНТОВ НЕЯЗЫКОВЫХ СПЕЦИАЛЬНОСТЕЙ (НА ПРИМЕРЕ ИНСТИТУТА ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ ТПУ)

Н.В. Сухорукова, старший преподаватель

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Возможности тестирования на современном этапе становятся более понятными, если принять во внимание историческое прошлое, в котором берут начало тестовые методики. История развития тестовых методов контроля в обучении позволяет понять как настоящее, так и будущее тестирования.

Вопросы тестирования получили развитие как в исследованиях зарубежных исследователей (Р. Ладло, Ф. Гальтон, Л. Бахман, Дж. Кэттел, А. Макколл, Г. Мэдсен, Э. Торндайк), так и в трудах многих отечественных ученых (Л.В. Банкевич, В.А. Коккота, Ф.М. Рабинович, И.А. Рапопорт, С.К. Фоломкина, И.А. Цатурова, С.Р. Балуян, О.Г. Поляков).

Тесты имеют давнюю историю: 4 тыс. лет, но использование педагогических тестов в современном их понимании началось в конце XIX столетия. Тест как метод измерения и сам термин test (задание) были введены в 90-е гг. XIX века американским психологом Дж. Кэттелом. Считая тест средством для проведения научного эксперимента, он выделил ряд требований, призванных обеспечить чистоту этого эксперимента: обеспечение одинаковых условий для всех испытуемых, ограничение во времени, изоляция тестируемых от внешних факторов, статистическая обработка результатов.

Тестовая методика начала развиваться в различных сферах. Английский психолог Ф. Гальтон разработал метод статистического сравнения двух рядов переменных и ввел индекс совместного отношения, названный коэффициентом корреляции. Гальтон определил три основных принципа в теории тестов:

- применение серии одинаковых испытаний к большому количеству испытуемых;
- статистическая обработка результатов;
- выделение эталонов оценки.

С начала XX века наметилось педагогическое направление в развитии тестологии. Американец В.А. Макколл разделил тесты на педагогические и психологические. Основной задачей педагогических тестов являлось измерение успешности учащихся по тем или иным учебным дисциплинам. Макколл обосновал цель использования педагогических тестов – объединение в группу учащихся, усваивающих равный по объему материал с равной скоростью. А основоположником педагогических измерений считается американский психолог Э. Торндайк, разработчик первого педагогического теста.

Английский ученый Гарольд Мэдсен выделяет три этапа развития тестирования в 20 веке: интуитивно-субъективный, научный и лингводидактический.

Первый этап развития тестирования, интуитивно-субъективный, приходится на первую половину 20 века и характеризуется преобладанием теории над практикой, отсутствием четких критериев оценки, переизбытком письменных заданий, таких как переводы, сочинения, диктанты, изложения, рефераты, развернутые ответы на вопросы к текстам.

В середине 20 века на смену интуитивно-субъективному приходит научный этап. В этот период разрабатываются требования, предъявляемые к тесту (практичность, надежность, адекватность), первые диагностические тесты, позволяющие объективно оценить языковые способности человека и спрогнозировать его потенциальные возможности при изучении иностранного языка. Однако, тесты, разработанные на данном этапе, представляли собой наборы не связанных по смыслу предложений, содержащих лексические или грамматические ошибки, которые тестируемым предлагалось найти и исправить.

Согласно периодизации Г. Мэдсена, в настоящее время лингводидактическое тестирование вступило в коммуникативный век. Современные тесты направлены на оценивание способности общаться на иностранном языке. Комплексные тесты, направленные на проверку нескольких языковых и речевых навыков, считаются сегодня наиболее приемлемыми. Такие тесты приближают тестируемого к реальной ситуации общения, когда языковые элементы функционируют в тесном взаимодействии друг с другом.

О.Г. Поляков в истории языкового тестирования выделяет четыре этапа: донаучный (the pre-scientific era), психометрико-структуралистический (the psychometric-structuralist era), психолингвистико-социолингвистический (the psycholinguistic-sociolinguistic era) и коммуникативный (the communicative era). Этим этапам соответствуют четыре подхода к языковому тестированию: «эссе-переводной (the essay-translation approach), структуралистический, или психометрический (the structuralist, or psychometric approach), интегративный (the integrative approach) и коммуникативный (the communicative approach)».

Эссе-переводной подход к языковому тестированию характеризуется отсутствием какой-либо научной базы. Первые языковые тесты состояли обычно в выполнении перевода, в написании эссе и проведении грамматического анализа.

Структуралистический или психометрический подход к языковому тестированию основан на положении о том, что изучение иностранного языка связано с систематическим овладением некоторым набором навыков (a set of habits). Целью тестирования, благодаря достижениям структурной лингвистики, становится определение и измерение того, насколько хорошо тестируемый овладел отдельными аспектами изучаемого языка (грамматикой, лексикой, произношением, орфографией) на уровне слов и предложений, совершенно изолированных от какого-либо контекста. Благодаря внедрению психометрического подхода тест приобретает такие ценные качества, как надежность и объективность. Для этого периода характерно использование преимущественно тестов множественного выбора (multiple-choice tests), которые широко применяются и сегодня во многом благодаря тому, что они превосходно поддаются статистической обработке.

Интегративный подход к языковому тестированию подразумевает проверку употребления языка в контексте и связан, таким образом, в первую очередь со значением и общим коммуникативным содержанием дискурса. Здесь уже отсутствует присущее структуралистическим тестам строгое разграничение аспектов языка. Интегративный подход лучше всего иллюстрирует клоуз-тест (close-test) и диктант.

При коммуникативном подходе к тестированию акцент делается на адекватность реализации коммуникативного намерения, а не на правильность его формы/структуры. Тесты при коммуникативном подходе включают прежде всего такие задания, которые максимально, насколько это возможно в учебных условиях, приближены к тем, с которыми тестируемым приходится сталкиваться в ситуациях реального общения.

В России в 20-е гг. XX века психологическое тестирование активно использовалось в школах, а в начале 30-х годов тесты стали использоваться массово и бесконтрольно. Отсутствие проверки качества тестов, неправильное толкование их результатов привели к тому, что в 1936 году были запрещены все тесты, в том числе и педагогические, и анкеты, произошел отказ от математических моделей обучения, статистических методов обработки данных.

Тем не менее, основы, заложенные в педагогическом тестировании в первые три десятилетия XX века, остались настолько высокопродуктивными, что принципы составления и применения тестов с тех пор остаются во многом неизменными. С конца 80-х годов педагогическое тестирование в нашей стране переживает второе рождение.

Краткое рассмотрение подходов к языковому тестированию позволяет заключить, что каждый из них основывался и развивался не на отрицании предыдущего, а учитывая его достижения и накопленный опыт.

Историческое прошлое показывает, что в отечественной практике обучения иностранным языкам роль тестирования была и остается неоднозначной. Следует отметить, что русская школа в настоящее время

адаптируется к тестовой диагностике, к прогрессивному началу тестов, практическому отражению тенденций международных педагогических направлений в новых условиях, в условиях реформирования системы образования и построения инновационного общества. Вопросы тестирования привлекают все больше внимания преподавателей вузов. Интерес к тестированию объясняется тем, что помимо своей основной функции – контроля, оно может служить средством диагностики трудностей языкового материала, мерой определения обученности, способом прогнозирования успешности или неуспешности обучения. В российских Вузах большую популярность приобрели международные сертификаты формата КЕТ, РЕТ, FCE, CAE, CPE, подтверждающие владение иностранным языком и открывающие российским студентам широкие возможности трудоустройства и продвижения по карьерной лестнице. Данные сертификаты показывают, что их обладатель владеет иностранным языком на уровне А, В или С, где уровень А – уровень элементарного владения, уровень В – самостоятельного владения и С – свободного владения соответственно.

Мы согласны с Е.Г. Агафоновой, что альтернативные формы оценки знаний, такие как языковой портфель (language portfolio), аутентичная оценка (authentic assessment), оценка деятельности (performance assessment) применяются все активнее и активнее в процессе тестирования, в том числе и в практике высшей школы.

В заключение хотелось бы отметить, что тестовый способ проверки знаний – быстро развивающееся направление на стыке педагогики, теории измерений, математического моделирования, статистики. Развитие тестирования вносит существенный вклад в процесс реформирования отечественной системы образования и ее интеграцию в мировое образовательное пространство.

СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	5
ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ	
В.А. Власов Научная и инновационная деятельность Томского политехнического университета сегодня	23
Дмитриев А.Ю. Институт природных ресурсов – передовой научно-образовательный Центр	28
Рябчикова Э.Д., Рычкова И.В. Халфин Леонтий Леонтьевич – ученый и педагог, Заслуженный деятель науки и техники РФ (к 110-летию со дня рождения профессора Л.Л. Халфина).....	32
Иванова Г.М. Научный молодежным конференциям и симпозиумам им. академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» - 40 лет	35
Секция 10. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
Росляк А.Т. Проблемы разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.....	48
Абдулаев Р.К. Исследование процесса теплообмена между погружным электродвигателем и трёхфазным флюидом в нефтяных скважинах в условиях интенсивных солеотложений	49
Абрамов Т.А., Куц И.И., Нагиев А.Т. Особенности метода воображаемой скважины	51
Абрамов Т.А., Исламов Д.Э., Лебедев Е.С. Определение продуктивности скважин при интенсификации пластов.....	53
Багрянцев С.В. Разработка эмульсионных составов на основе сырой нефти для щадящего глушения скважин	54
Березовский Ю.С. Анализ эффективности применения гидравлического разрыва пласта на примере Ново-Покурского нефтяного месторождения.....	56
Бесчасова П.А. Техногенное изменение продуктивных пластов нефтегазоконденсатных месторождений	58
Борисов Д.С. Анализ эффективности подготовки газа на Северных месторождениях на примере Среднетюнгского газоконденсатного месторождения (Республика Саха Якутия).....	60
Вежин И.С. Дизайн гидродинамических исследований скважин в условиях карбонатного коллектора.....	62
Гаврилов К.С. Интерпретация нестационарных гидродинамических исследований скважин на основе метода интегрированных моделей	64
Горшков А.М. Исследование влияния магнитного и ультразвукового воздействия на процессы агрегации асфальтенов методом фотонной корреляционной спектроскопии.....	67
Грибеников О.А. Экспериментальные работы на участке опытно-промышленной закачки воды в массивную рифовую залежь.....	71
Грибеников О.А. Оценка гидродинамических исследований скважин рифогенной массивной залежи... ..	72
Дозморов П.С. Фотонная корреляционная спектроскопия гранулометрического состава твердых частиц	74
Еремян Г.А. Повышение достоверности гранулометрического анализа горных пород посредством корреляции седиментационных и микроскопических исследований.....	76
Журавский В.В. Оценка извлекаемых запасов газовых и газоконденсатных месторождений модифицированным методом падения давления	78
Иванов Е.Н., Кононов Ю.М. Программный комплекс для выбора методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Западной Сибири.....	80
Иванов Е.Р. Анализ эффективности применения пятиточечной и рядной сеток скважин с использованием гидродинамического моделирования.....	82
Исламов Д.Р. Веерная нефтяная скважина для поинтервальной выработки продуктивных пластов.....	83
Исламов Д.Р. Разработка малопродуктивных нефтяных пластов системой веерных скважин.....	85
Калафат О.С. Рациональное распределение нагрузки на комплектных трансформаторных подстанциях (КТПН) с целью минимизации потерь электроэнергии на месторождениях РН-Юганскнефтегаз.....	88
Каменев В.В. Опыт применения потокоотклоняющих технологий на 1 блоке Архангельского месторождения.....	90
Карнаухова У.М., Скородумов С.В., Гафинец А.З. Влияние изменения режима отборов на темп снижения давления при пуске скважины в работу.....	91
Кондратенко М.А., Федоров В.А. Алгоритм идентификации гидродинамических параметров нефтяной скважины.....	93
Костин Д.А. Оценка эффективности применения ГТМ на Тарханском месторождении (на основании рекомендаций трассерных исследований).....	95
Краснова Е.И. Прогнозирование конденсатоотдачи на установке PVT–соотношений при разработке залежей Уренгойского месторождения.....	97
Кудрявцев С.В. Состояние разработки Западно-Асомкинского месторождения (Тюменская область, ХМАО).....	99

Курочкин М.С. Исследование влияния систем поддержания пластового давления на технологические показатели.....	100
Лунёв А.А., Решетько А.А. Исследование процесса седиментации частиц осадочных горных пород	103
Мартикян М.Г., Тихонов В.В. Исследование влияния магнитной обработки на процессы агрегации асфальтенов методом оптической микроскопии.....	105
Малых А.А. К вопросу о сопровождении постоянно-действующих геолого-технологических моделей.....	108
Минич А.А. Анализ текущего состояния разработки Ново-Покурского нефтяного месторождения.....	110
Мишина А.В., Исламов Д.Э., Лебедев Е.С. Развитие гидродинамических методов исследования нагнетательных скважин.....	112
Никифорова О.В. Опыт применения трассерных исследований на Тарханском месторождении.....	114
Пириева М.А., Гафинец А.З., Скородумов С.В. Анализ работы скважины с выделением областей фильтрации.....	118
Пириева М.А., Карнаухова У.М., Арсланов В.М. Определение параметров пласта по данным замеров статических и динамических уровней.....	120
Перелыгин Д.В. Определение текущей нефтенасыщенности методом спектрометрического импульсного нейтронного гамма-каротажа.....	122
Подкорытова Е.О., Орлов С.А., Куш И.И. Замеры статических и динамических уровней в скважинах	123
Подкорытова Е.О., Орлов С.А., Нагиев А.Т. Разработка методики расчета давлений в затрубном пространстве при пуске скважины в работу и записи КВУ.....	125
Решетько А.А., Лунёв А.А. Разработка методики подготовки пробы осадочных горных пород для изучения процесса седиментации.....	127
Романова Е.В. Моделирование процесса перераспределения пластового давления при исследовании скважин методом гидропрослушивания	129
Сазонов П.А. Анализ применения методов увеличения нефтеотдачи пластов на Майском нефтяном месторождении Томской области.....	130
Сорокоумова И.Е. Анализ эффективности методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми и солевыми отложениями на Мамонтовском нефтяном месторождении.....	132
Синцов И.А., Александров А.А., Ковалев И.А. Подбор комплекса методов увеличения нефтеотдачи для разработки баженовской свиты.....	135
Скориков С.Д., Мишина А.В., Арсанов В.М. Расчет распределения давления в затрубном пространстве наклонной скважины.....	137
Стрикун С.М. Мероприятия по увеличению коэффициента извлечения нефти пластов Ачимовской толщи Конитлорского месторождения.....	139
Тананыхин Д.С. Применение химических реагентов для снижения пескопроявления в нефтяных и газовых скважинах.....	140
Тихонов В.В., Мартикян М.Г. Исследование процессов агрегации асфальтенов методом оптической микроскопии.....	142
Ткачев Д.Г. Анализ гидравлического разрыва пласта на объекте АВ1 месторождения Томской области	144
Ушаков А.В. Применение источника воздействия магнитных полей в нефтегазодобыче.....	146
Фам Минь Кыонг Эффективность методов воздействия на призабойную зону скважин для повышения коэффициента нефтеотдачи на месторождении «Белый Тигр» (Вьетнам).....	148
Фам Минь Кыонг Применение технологии концевой экранирования при проведении гидроразрыва пласта для увеличения производительности скважин.....	151
Фам Тйен Тханг Анализ факторов, влияющих на износ гибких насосно-компрессорных труб.....	153
Фан Чан Хай Лонг, Журова Е.Л. Расчет эффективности применения горизонтальных скважин при разработке анизотропного нефтяного пласта с использованием программного продукта Eclipse.....	155
Шангараева Л.А. Условия и особенности образования неорганических отложений на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений.....	157

Секция 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ОСВОЕНИЯ И ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

ПОДСЕКЦИЯ 1: ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА

Ерофеев В.И. Современное состояние нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности России.....	160
Акимов А.С. Исследование активности массивных катализаторов гидроочистки, содержащих нанопорошки переходных металлов.....	161
Аскеров Ш.Г., Арбузова Н.В. Ароматизация метана на cu-mo/zsm-5 катализаторах	163
Боженкова Г.С., Сухих В.С. Превращение попутного нефтяного газа и метанола на модифицированных цеолитах типа MFI.....	165
Боженкова Г.С., Сухих В.С. Кислотные свойства и каталитическая активность модифицированных цеолитов типа MFI.....	167
Вяткина Д.А. Модификация ароматических нефтеполимерных смол комплексом электрогенерированных окислителей.....	169

Ерофеева Е.В. Изучение и технико-экономическая оценка процесса конверсии прямогонных бензинов газового конденсата в высокооктановые бензины марок «Евро – 4, 5 и 6» на цеолитсодержащих катализаторах	171
Ерофеева Е.В. Техничко-экономическая оценка промышленных цеолитсодержащих катализаторов и процессов конверсии попутных нефтяных газов в ароматические углеводороды	174
Зяббарова Е.Б. Сополимеризация непредельных компонентов жидких продуктов пиролиза	176
Козлов В.В. Каталитическая переработка мазута тяжелой нефти	178
Колесникова Е.Б., Вайсбеккер М.В. Физико – химические и каталитические свойства цеолитсодержащих катализаторов, модифицированных гетерополисоединениями, в процессе превращения прямогонных бензинов газового конденсата в высокооктановые бензины марок «Евро-4 и 5»	180
Кустова Е.А. Использование фракций жидких продуктов пиролиза углеводородного сырья в синтезе нефтеполимерных смол	182
Очередько А.Н. Использование диэлектрического барьерного разряда для получения окиси пропилена	184
Пахнутов О.В. Исследование кристаллической структуры катализатора в процессе углекислотной конверсии метана на интерметаллидах никеля, модифицированных переходными металлами	185
Перевезенцев С.А. Получение пространственно-локализованных полимерных материалов из паров ароматических углеводородов под действием плазмы барьерного разряда	187
Саушкин В.А. Очистка углеводородных газов от сероводорода в плазме барьерного разряда	188
Синявина Т.В. Новые методы синтеза модифицированных нефтеполимерных смол на основе побочных продуктов пиролиза углеводородного сырья	190
Трегубкин Р.А. Каталитические свойства цеолитных наноконкомпозитных катализаторов в процессе конверсии ПНГ в жидкие углеводороды	192
Трегубкин Р.А. Конверсия алканов C2-C4 на промышленных цеолитсодержащих катализаторах КН-30, Sud-Chemie и ИК-17-М	196
Трушков П.В. Модифицированные пентасилсодержащие катализаторы для ароматизации этана	200
Федорова О.Ю., Бокова Е.В. Получение пленкообразующих на основе жидких продуктов пиролиза и улучшение их свойств	202
Хомяков И.С., Матвеева Е.Ю. Процесс конверсии прямогонных бензиновых фракций газового конденсата Мыльджинского месторождения в высокооктановые бензины на цеолитных катализаторах, модифицированных бинарными системами оксидов Sn(II) и Bi (II); Sn (Iii) и V (V)	204
Хомяков И.С., Карпова А.М. Кислотные и каталитические свойства цеолитных катализаторов, модифицированных гетерополисоединениями MO и W и нанопорошками металлов MO и W, в конверсии прямогонных бензинов газового конденсата в высокооктановые компоненты бензина	206
Шамсутдинова А.Н. Переработка прямогонной бензиновой фракции нефти на цирконий- и ниобийсодержащих цеолитах	208
Busse O., Rauchle K., Toufal H. Hydrocracking of vegetable oil using bifunctional, porous catalyst systems... Göhlich M., Räuchle K., Toufar H. From biomass to value-added chemicals: conversion of glycerol over modified zeolites	211
Rüfer A., Werner A. Isomerization of n-Decane on Mesoporous Support Based Catalysts – Design of Experiments in Combination with Kinetic Modeling	212

Секция 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ОСВОЕНИЯ И ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

ПОДСЕКЦИЯ 2. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Бешагина Е.В. Современные технологии подготовки и переработки углеводородного сырья	214
Бульчева Е.В. Исследование процесса перемешивания нефти в резервуаре при хранении	216
Дубинин В.И. Исследование ультрадисперсных катализаторов на основе железа в синтезе Фишера – Тропша	217
Епифанова И.А. Отчистка нефтезагрязненного грунта биохимическим методом	219
Каракулов А.Г., Шарова Е.С. Моделирование работы установки каталитического риформинга бензинов Ачинского НПЗ	221
Ким С.Ф. Способ предотвращения прогара жаровых труб в устройствах огневого подогрева нефти с применением метода математического моделирования	223
Киргина М.В., Смышляева Ю.А. Повышение эффективности процесса компаундирования высокооктановых бензинов с использованием метода математического моделирования	225
Кислова А.С. Применение усовершенствованной моделирующей системы при промышленной подготовке газового конденсата	227
Липатова Л.О. Моделирование процесса гидратообразования в процессе промышленной подготовки газа	229
Литвак Е.И., Чеканцев Н.В. Моделирующий комплекс сопряженных процессов изомеризации пентангексановой фракции и ректификации	230
Мартемьянов С.М. Метод нагрева подземных пластов горючих сланцев	233
Новикова Т.В. Исследование процессов обезвоживания и обессоливания при промышленной подготовке	235

нефти.....	
Осипенко Е.А. Анализ состава и свойств нефтей в залежи Крапивинского месторождения.....	236
Павлик В.В., Вольф А.В. Анализ влияния возмущающих воздействий на работу ректификационной колонны.....	238
Пикалова М.И. Особенности состава палеозойских нефтей Западной Сибири.....	240
Попок Е.В., Грибанова К.А. Математическое моделирование реактора синтеза метанола на основе поверхностного механизма протекания реакций.....	241
Продан В.И., Дериглазов В.В. Прогнозирование работы промышленной установки каталитического риформинга ЛЧ-35-11/1000 с использованием компьютерной моделирующей системы.....	244
Романовский Р.В., Ивашкина Е.Н., Иванов С.Ю. О целесообразности регенерации платиновых катализаторов дегидрирования.....	246
Саушкин В.А. Очистка углеводородных газов от сероводорода в плазме барьерного разряда.....	248
Федорова Д.А., Митянина О.Е. Моделирование теплового баланса совмещенного реакционно-ректификационного процесса синтеза МТБЭ.....	249
Шакина К.А. Моделирование процесса разрушения водонефтяных эмульсий при промышленной подготовке нефти.....	251

Секция 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ОСВОЕНИЯ И ПЕРЕРАБОТКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

ПОДСЕКЦИЯ 3. ПЕРЕРАБОТКА МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

Коробочкин В.В. Электрохимический синтез нанодисперсных оксидов металлов.....	254
Андреева С.В., Лежнина М.И., Якименко А.А. Электрохимическое окисление олова под действием переменного тока промышленной частоты.....	255
Андреянова Е.В. Золоторудные объекты центрального алдана, благоприятные для кучного выщелачивания золота.....	257
Емельяненко Е.А., Горбатова Е.А., Емельяненко М.М. Подготовка текущих хвостов обогащения колчеданных руд к комплексному освоению.....	259
Иванова А.А., Загороднев Р.А., Фролова И.В. Исследование возможности использования карбонатных марганцевых руд для получения катализаторов глубокой конверсии природного газа.....	261
Иванова О.В. Создание водостойких магнезиальных веществ на основе диоксидавого сырья.....	262
Игашева В.П., Шевченко А.А. Экструзионный способ получения сорбентов.....	264
Кауцман Т.А., Фролова И.В., Чинь Ч.В. Использование карбонатной марганцевой руды Усинского месторождения в металлургической промышленности.....	265
Мазур Р.Ю., Цой Л.А. Ангренское техногенное месторождение редкоземельных элементов.....	267
Маланова Н.В. Термодинамические основы получения карбоната кальция на модельных растворах типа $\text{CaCl}_2 + \text{NaHCO}_3 + \text{NH}_4\text{OH}$	269
Кагиров А.Г., Сесь К.В. Способ кондуктометрического измерения удельной электрической проводимости для контроля концентрации водорастворимых солей промышленных предприятий.....	271
Печеркина К.И. Создание водостойких магнезиальных веществ на основе серпентинитовых пород.....	274
Рюмина О.М., Рюмина Е.М. Влияние карбамида на свойства геля гидроксида алюминия.....	275
Толстик Н.В., Берестов И.В. Сравнительный анализ поглотительной способности природных глин.....	276
Турунов М.В., Толстик Н.В. Активация щелочноземельных бентонитов ионами натрия.....	277
Якушева Ю.С. Использование вторичного сырья для регенерации масел.....	279

Секция 12. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИКА БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Евсеев В.Д. Содержание практики и выпускной квалификационной работы магистранта-буровика.....	282
Алиев Ф.Р., Ковалёв А.В., Епихин А.В. Исследование работы гидромониторного долота эжекционного типа.....	284
Айсматуллин И.Р. Обустройство забоя нефтяных и газовых скважин искусственной средой с фиктивной пористостью.....	287
Бабкин Д.И., Алимов Р.И. Автоматизированные системы вертикального бурения разведочных скважин.....	289
Багаудинов Р. Р. Безамбарное бурение как способ решения экологических проблем.....	292
Байбулатов А. А. Анализ основных причин износа узлов гидравлических забойных двигателей при сооружении наклонно-направленных скважин на месторождениях Западной Сибири.....	293
Бубнов А.С., Бойко И.А., Епихин А.В., Ковалев А.В. Анализ современных проблем цементирования нефтяных и газовых скважин.....	296
Бузанов К.В. Задачи, возлагаемые на буровой раствор в процессе бурения в условиях повышенной сложности, и механизмы их решения. Технология выбора бурового раствора.....	298
Ганиев Р.И. Экологические проблемы бурения скважин в Арктической зоне.....	300
Каминский Е.Ю. Особенности сооружения скважин на нефть и газ бурением на обсадных трубах.....	301

Каминский Е.Ю. Сравнительный анализ поршневых и плунжерных буровых насосов	303
Ковешников А.А., Епихин А.В., Ковалев А.В. Отработка методики исследования электромагнитных явлений при разрушении горных пород алмазными дисками на установке ПОБ-1	305
Кондратьев А.Ю. Бурение горизонтальных скважин с большим отходом на месторождении «Ванкор» с применением технологии Vortex	309
Латыпова А.Р. Определение класса опасности отходов бурения	311
Мезенцев Д.Н. Лабораторное моделирование и оценка изменения проницаемости околоскважинной зоны	313
Поломошнов А.Л. Расчеты влияния кинематики и динамики движения единичных режущих элементов долот на результаты при бурении скважин	315
Сагитов Р.Р. Обоснование возможности сооружения глубоких разведочных скважин мобильными буровыми установками	318

Секция 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИКА РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Рябчиков С.Я. Значимые достижения студентов специальности «Технология и техника разведки МПИ» при проведении научных исследований	321
Бондарчук И.Б., Евграфов Д.Н., Пухов Н.С. Повышение эффективности ориентирования клиновых отклонителей при зарезке боковых стволов из обсаженных скважин	322
Горшенин Н.Е. Методика исследований процесса массопереноса при крупнообъемном опробовании месторождений методом скважинной гидродобычи	324
Горшенин Н.Е. Совершенствование технологии крупнообъемного опробования месторождений методом скважинной гидродобычи на базе совершенствования процессов массопереноса	326
Константинов М.В. Подводный буровой комплекс для освоения ресурсов шельфа Арктики	328
Оспанов А.Т. Очистка фильтров технологических скважин гидродинамической установкой высокого давления	330
Щац С.В., Павлов В.В., Бондарчук И.Б. Экспериментальный стенд для исследования процессов гидродинамического разрушения горных пород при скважинной гидродобыче железных руд Бакчарского рудопроявления	331

Секция 14. ГОРНОЕ ДЕЛО. РАЗРАБОТКА РУДНЫХ И НЕРУДНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Лукьянов В.Г. Направления развития горного дела в третьем тысячелетии	334
Бурмистров Н.В. Обоснование систем разработки локальных рудных тел с учетом горно-геологических особенностей колчеданных месторождений Южного Урала	335
Былин Д.С. Краткий обзор истории развития взрывного дела	337
Егоров А.Ю. Современный подход к системам проветривания подземных горных выработок	339
Забуга В.С. Роль забойки шпуров в процессе взрывного разрушения горных пород	340
Зиновьев А.А. Математическое моделирование подземной добычи метана способом управляемого продольного гидроразрыва	341
Кассихина Е.Г. Применение сталебетонных узлов при проектировании копра многофункционального назначения	343
Кожемякин В.А. Плоская модель разрушения угля струей воды в забое	346
Колодин А.П., Шадрин А.В., Саруев Л.А. Разработка метода расчета производительности и определение области рационального использования станков с различными типами приводов для бурения скважин из подземных горных выработок	348
Леонтьев А.А. Технология комбинированной разработки глубокозалегающих россыпных месторождений	352
Литвиновская Н.А. Предотвращение газодинамических явлений из почвы подготовительных горных выработок в условиях подработки силвинитового пласта (на примере Старобинского месторождения калийных солей)	354
Масловский А.Н. Актуальность буровзрывных работ с прямыми врубами при проведении горизонтальных горно-разведочных выработок	356
Масловский А.Н. Влияния геолого-структурных особенностей массива на показатели БВР с прямыми врубами	357
Мироненкова Н.А. Радиационный контроль на угольных шахтах	358
Николаева А. А., Петрова Л.В. Разработка ресурсосберегающей и экологически безопасной технологии подземной разработки россыпного месторождения алмазов «Солур»	360
Пантелеев Р.В. Влияние выхлопных газов ДВС на внутришахтную атмосферу. Способы снижения токсичности выхлопных газов	362
Патутин А.В. Численные исследования геомеханического способа управления продольным гидроразрывом в угольном пласте	364
Пушин А.А. Факторы риска и мероприятия, проводимые на горных предприятиях для снижения	366

возникновения экстренных ситуаций.	
Русский Е.Ю. Критерии надежности тоннельных вентиляторных установок.	367
Симонова А. Ю. Совершенствование технологии ведения горных работ на участках шахтных полей калийных рудников с повышенным содержанием нерастворимого остатка.	369
Стручков И.А. Диагностика проблем эксплуатации солеотлагающих скважин после реабилитационных мероприятий.	371
Тимшин А.Н., Головин И.П. О применении и создании инструмента для бурения скважин с некруглым поперечным сечением.	374
Федин Д.В. Разработка гидроимпульсного механизма для интенсификации процесса разрушения горных пород при ударно-вращательном способе бурения.	376
Шаталов А.Н. Современный подход к методам борьбы с пылью в подземных горных выработках.	378

Секция 15. СОВРЕМЕННАЯ НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ТЕХНИКА И ЕЕ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ

Крец В.Г. Управляемые технологии проведения скважин: горизонтально- и наклонно-направленное бурение.	380
Антоненко А.А., Пензин А.В. Колонна композитных штанг для штанговой глубиннонасосной установки.	381
Ахунов Т.Р., Салахов Т.Р. Вибродиагностика как один из основных методов анализа технического состояния ШСНУ.	384
Густенева И.В. Оценка надежности резьбовых соединений нефтегазового оборудования при случайном нагружении.	385
Давыдова А.Е. Анализ современных технических решений при сооружении трубопроводов, прокладываемых в сейсмически активных зонах.	387
Зарипов И.Р. Экспериментальное исследование процесса осушки аппаратов.	389
Ковалева Е.Ю. Определение возможности замены газокompрессорной станции эжектором для повышения давления газа третьей ступени сепарации.	391
Ненашева М.Г. Исследование акустического воздействия на растворы поверхностно-активных веществ и разработка конструкции скважинного гидромониторного генератора.	392
Пахлян И.А. Кризис эжекции низконапорных струйных аппаратов в процессах приготовления буровых растворов.	395
Сенькин А.В. Газосепараторы нового поколения с геликоидальным шнеком.	397
Филимоненко М.А. Современные электроприводы запорной арматуры трубопроводного транспорта нефти и газа.	397
Хасенова Д.Ф. Проблема эффективности параметрических систем обнаружения утечек.	399
Хоанг Д.В. Выбор насосных штанг для установки штангового скважинного насоса.	401
Хоанг Д.В. Запорные устройства для газопроводов.	402
Шаршон А.В. Модернизация уплотнения многоступенчатого центробежного насоса ЦНС 300/300 с помощью конечно-элементного пакета ANSYS.	403
Шубин С.С., Салахов Т.Р. Анализ технического состояния установок электроцентробежных насосов с применением математического аппарата искусственной нейронной сети.	405

Секция 16. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИКА НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ И НЕФТЕГАЗОХРАНИЛИЩ

Антропова Н.А., Шефер Я.Е. Эффективность методов ликвидации разливов нефти на акваториях.	408
Вансович К.А., Беселия Д.С. Оценка трещиностойкости сварных швов магистральных трубопроводов в условиях двухосного нагружения.	410
Вергинская О.В. Оптимизация технологического процесса на газокompрессорных станциях.	411
Ву Ван Хай, Ву Тхуй Нган Сравнительная характеристика молекулярного состава нефтей и рассеянного органического вещества пород фундамента месторождения «Белый тигр».	413
Евдокимова Я. Ю. Эффективность утяжелителей для магистральных трубопроводов.	415
Комлев И.М., Очиров С.Э. Методика измерения потенциала труба-земля относительно медно-сульфатного электрода сравнения.	417
Комлев И.М. Крупные аварии на магистральных газопроводах.	419
Кравчук Д.Е. Противокоррозионные изоляционные покрытия.	420
Кучеренко М. В., Грошев А. В. Модернизированный технический колодец под вантуз.	421
Кынакытова М.А., Шадрина А.В. Тоннелирование как перспективный метод прокладки подводных переходов магистральных трубопроводов на территории Якутии.	422
Малкандуев Р. Т., Веревкин А.В. Перспективные способы сварки неповоротных стыков магистральных трубопроводов.	424
Минцева В.В., Ладьсь Р.С. Моделирование в программном продукте технологических операций ремонта магистрального трубопровода.	425
Михайлова Э.Н., Убайдулаев Т.А. Анализ результатов испытания на разрыв при ремонте трубопроводов различными технологиями.	426

Николаев М.Л., Каленский В.С. Новый подход к системе предупреждения опасных процессов на объектах транспорта нефти и газа на основе волоконно-оптической системы геотехнического мониторинга.....	428
Рожкова Д.С., Мильке А.А. Использование протекторов для защиты трубопроводов от коррозии.....	430
Савельев В.В., Грузин А.В. Выбор рациональных параметров сваи для устройства фундамента РВС-50000.....	431
Садыков А.М., Саруев А.Л. Обоснование методов ремонта магистральных нефтегазопроводов без остановки транспортировки продукта.....	433
Семелит В.Ю., Грузин А.В. Влияние температуры грунта на несущую способность сваи в условиях вечной мерзлоты.....	435
Смоленцев Е.И. Магистральные трубопроводы высокого давления.....	436
Толмачева К.Ю., Цветаев А.В. Моделирование объектов трубопроводного транспорта с помощью программного продукта Bentley AutoPIPE.....	438
Убайдулаев Т.А., Михайлова Э.Н. Гидротехнические мероприятия при прокладке магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов.....	440

Секция 17. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТИ И ГАЗА

Kharlamov S.N. Modern problems and prospects of complex physical, mathematical and numerical modelling of hydro- and gas dynamics, conjugated heat- and mass transfer at inert and chemical reacting mixes flow in internal systems.....	442
Kharlamov S.N., Shukhorukov G.B., McAllorum S., Kireitseu M., Kim V.Y., Silvestrov S.I. Complex shear flows and heat transfer simulation in energy devices.....	445
Альгинов Р.А. Исследование процессов перераспределения потока вязких сред при их протекании через тройники.....	449
Альгинов Р.А. Изучение эффекта ускорения потока при его разделении в замкнутых системах.....	451
Альгинов Р.А. Баланс тонких параметров турбулентности при разделении / объединении потока вязких сред.....	453
Афанасьев К.Ю. Сравнительный анализ теплообменных аппаратов для газотурбинных установок в системе эксплуатации газопроводов.....	455
Бархатов А.Ф. Новое поколение датчиков, приборов и методов коррозионного мониторинга стальных магистральных трубопроводов для транспорта нефти и газа.....	457
Гагарин А.А. Гидродинамика электропроводящей жидкости в трубах при воздействии поперечного магнитного поля и массовых центробежных сил.....	459
Гусев С.И. Особенности гидродинамики при транспортировке несжимаемого вязкого газа в горизонтальном канале с локальным источником энергии.....	461
Зайковский В.В. Моделирование турбулентных течений слабозапыленных дисперсных сред при магистральном транспорте природного газа.....	463
Ислямов И.Ш. Полуэмпирические гипотезы исследования турбулентности.....	465
Ислямов И.Ш. Тиксотропные свойства буровых растворов.....	466
Кирбижекова Е.В. Образование асфальтосмолопарафиновых отложений в условиях обводнённости нефти.....	468
Павлов С.А. Анализ промышленного опыта исследования течений высоковязкой сырой нефти в трубопроводах.....	469
Павлов С.А. Методология экспериментального исследования режимов течения двухфазного потока.....	472
Павлов С.А. Методы моделирования гетерогенных сред, их перспективы и приложения к расчёту гидравлического сопротивления в высоковязких средах.....	476
Терещенко Р.Е., Ракитин О.И. Математическое моделирование течения и теплообмена неньютоновских жидкостей во внутренних системах.....	478
Филатова А.В. Моделирование эффектов взаимозависимости химических реакций и турбулентности при движении реагирующих смесей в трубопроводах.....	480
Филатова А.В. Современные проблемы утилизации попутного газа в Томской области.....	482
Чернявский Д.Ю. Исследование напряженно-деформированного состояния магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск».....	485
Shukhorukov Gleb B. Remote controllable nanostructured systems for site specific delivery and diagnostics....	489

Секция 18. ГЕОЭКОЛОГИЯ, ОХРАНА И ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Абикеева Ж.Е. Оценка содержания химических элементов в листе тополя черного в г.Павлодар и Павлодарской области.....	494
Алексеева М.Н., Сваровская Л.И., Яценко И.Г. Комплексная оценка антропогенного загрязнения почвенно-растительного покрова нефтедобывающих территорий Западной Сибири.....	496
Андрюшко С.В. Преобразование морфолитогенной основы на территории города Гомеля как фактор.....	498

геоэкологического риска.....	
Афанасьев К.Ю. Эффективная схема концентрирования стоков электрообессоливающих установок.....	499
Байпишева Д.С. Комплексная оценка воздействия на окружающую среду при разведке и эксплуатации месторождения «Инкай» (Шу-Сарысуйская урановорудная провинция, Республика Казахстан).....	501
Бакашов С.Г. Один из элементов системы прогнозов негативных геологических процессов.....	503
Белякина М.А. Биогеохимические особенности накопления химических элементов в зольном остатке организма человека жителя Санкт-Петербурга.	505
Беляновская А.И. Содержание редкоземельных элементов в биосубстратах детей города Павлодара.....	506
Большунова Т.С. Экогеохимическая характеристика лишайников территории НГДК Томской области..	507
Бочкарева Ю.В. Изучение процессов биодegradации углеводородов нефти, загрязняющих почву.....	509
Бутенко А.В., Капустина М.Ю. Изучение минерального состава проб почв на территории Сорского медно-молибденового месторождения.	511
Васильева А.А. Динамика загрязнения атмосферы Томска.	513
Василенко Д.В. Геохимические особенности накопления урана, фтора, ртути в снеготалой воде на территории г.Томска и его окрестностей.	515
Ведерникова Д.М. Нефтедобыча как антропогенный деструктор биологического разнообразия сосудистых растений (на примере ООО «РН- Юганскнефтегаз»).	517
Высотина Т.В. Природа и наше здоровье.	519
Гаврилова М.С. Уровень пылевого загрязнения на территории Колпашевского района Томской области.	521
Галинский Д.В. Уникальный памятник в районе поселка Барзас- «Барзасская рогожка».....	523
Грицко П.П. Радиоактивные элементы – уран и торий в почвенном покрове урбанизированной территории города Иркутска и его периферии.....	524
Дамдинова Т.Ч. Отражение природной и техногенной оставляющей в крови жителей Томской области.	526
Дмитриева О.С. Экологическое состояние реки Иветт.	529
Дронова Е.А., Плешакова А.Н., Рудь Д.А. Геоэкологическое обследование поймы реки Темерник на территории ботанического сада Южного федерального университета (ЮФУ) комплексом геофизических и атмогеохимических методов.	530
Дыкина Е.А. Оценка рисков для здоровья населения при размещении отходов на хвостохранилищах....	532
Егорова К.К., Орехова Е.В. Заболеваемость саркоидозом в Томской области. Поиск геохимических предпосылок.	534
Злобина А.Н. Природа высокой радиоактивности почв китайской провинции Guandong.....	536
Золотарев А.В. Загрязнение подземных вод верхнечетвертичного и верхнеэоценового водоносных горизонтов при эксплуатации полей фильтрации на предприятии пищевой промышленности (ООО «Этанол-Спирт» Воронежской области).	538
Золотухина О.И., Константинова Д.А. параметры конвекции Западной Сибири в дни со смерчами.....	540
Иванов А.Ю. Среднее содержание элементов примесей в донных отложениях слабопроточных водоемов юга Томской области.	542
Иванов И.И. Оценка радиационной обстановки на территории сосновых боров Семипалатинского Прииртышья на основе исследования почвы.	544
Иванов М.В. Ртуть в поверхностных донных осадках в эстуарии р. Амур.	546
Ишимова А.Е. Зольность листьев, хвои и коры древесных растений как индикаторный признак загрязнения воздушного бассейна г.Семей.	547
Калинин В.Н. Экологический контроль строительства скважин на нефть и газ посредством организации экологического блока на базе станции геолого-технологических исследований.	549
Каримов И.О. Сравнительный анализ геоэкологических рисков.	551
Капустина А.А. Исследование динамики накопления радионуклидов в древесине методом F-радиографии.	553
Карева О.А. О связи природных и техногенных факторов, влияющих на заболеваемость населения г.Томска.	556
Козлова Е.Ю. Влияние облачности на интенсивность ультрафиолетовой радиации в районе озера Шира (Республика Хакасия).	559
Комлева Е. Аспекты хранения и захоронения ядерных материалов.	561
Крещик Е.А. Радиоактивные элементы и ртуть в углях Харанорского месторождения.	567
Ксенофонтова Е.Д. Сравнительная геохимическая характеристика почв урбанизированных территорий г. Парижа и г. Томска.	568
Кудагелдинов А.А. Оценка радиоактивной ситуации на территории ПЯВ с использованием современных ядерно-физических методов анализа.	570
Кудряшова Л.К. К вопросу о реальной оценке влияния нефтепромысла на окружающую среду.....	572
Манюк О.Р. Защита окружающей среды от загрязнения высокоминерализованными рассолами месторождений калийных солей.	573
Мельникова Т.Ф., Битюков В.В. Исследование причин аномального роста лесных насаждений на угленосных территориях Кузбасса.	574
Мельчукова Н.О., Филимоненко Е.А. Вещественный состав пылеаэрозолей на территории Асиновского района Томской области.	576

Монич Т.Е. Геохимическая характеристика почв в зоне влияния полигона ТБО пос. Новомихайловка....	578
Наговицына А.В. Геоэкологическая оценка влияния полигонов твердых бытовых отходов на окружающую среду на примере полигона ТБО г. Валуйки Белгородской области.....	580
Наркович Д.В. Применение метода центилей для оценки возможности использования содержания химических элементов в волосах для прогноза состояния здоровья детей.....	581
Никулин А.Н., Ковшов С.В. Использование биогазовых технологий в подготовке субстрата для биологического этапа рекультивации.....	584
Омельчук М.В. Воздействие на техносферу при эксплуатации системы обращения сжиженного углеводородного газа.....	586
Орлова К.Н. Биондикационные методы исследования на основе растений в геологическом мониторинге.....	588
Павлова К.С. Характер изменения свойств и состава почв на участках рекреации.....	590
Перминова Т.А., Денисова Е.В. Исследование геохимических показателей экосистем горячих источников.....	593
Пинчук К.А. Результаты мониторинга радона в Северомуйском тоннеле.....	595
Ракитина Ю.П. Экологические характеристики и методы утилизации нефтесодержащих отходов.....	597
Рыбникова В.И. Особенности химического состава вод, используемых в бальнеотерапии (на примере термальных вод Виши, Франция).....	598
Сабанцева А.В., Филимоненко Е.А. Изучение содержания ртути в пробах пылеаэрозолей в зоне воздействия промышленных предприятий г.Томска.....	601
Свидовская К.Б. Оценка накопления ртути в биосубстратах детей школьного возраста г. Павлодара....	603
Середкина О.М. К вопросу о происхождении радона на территории Иркутска.....	604
Соколов Б.Р. Элементный состав солевых отложений питьевых вод (накипи) Байкальского региона как индикатор экологического состояния.....	606
Тик И.А. Утилизация твердых бытовых отходов и защита окружающей среды в России.....	608
Усенова Ш.Ж. Оценка содержания урана в питьевой воде Павлодарской области.....	609
Федорова С.Н., Наркович Д.В. Особенности элементного состава волос детей Первомайского района Томской области.....	611
Фетодова И.В. Экологические последствия разработки приисков в Балыксинском рудном районе Республике Хакасия.....	613
Франк О.В., Филимоненко Е.А. Предварительные результаты изучения содержания урана в талой снеговой воде (на примере Томского района).....	616
Хафизова К.И. Оценка экологической опасности деформации и разрушения земной поверхности города Прокопьевска в результате закрытия предприятий угольной промышленности.....	618
Холодова М.С. Загрязнение снегового покрова города Ангарска.....	619
Цивелев К.В., Колесник Д.В. Экологические проблемы при строительстве и эксплуатации газопровода «Северный поток».....	621
Черненькая Е.В., Миронова А.С. Динамика накопления химических элементов в Лабазнике Вязолистном (<i>Filipendula Ulmaria</i>) Томской области.....	623
Чернов М.Л. Геоэкологические исследования в Приказанском районе.....	625
Четвергова Н.С. Проблема отходов производства и потребления в современном Кузбассе.....	627
Чубаров Д.Л. Оценка экологического состояния Ольховско-Чибихевского рудно-россыпного района.....	630
Шагабиева Ю.З. Биодеструкция легких и вязких нефтей в загрязненной почве.....	631
Шишкова И.И. геоэкологические проблемы освоения Старобинского месторождения солей.....	633
Ялалтдинова А.Р. Изучение содержания редких, редкоземельных, радиоактивных элементов в пылеаэрозолях в зоне воздействия Северной промышленной зоны г. Усть-Каменогорска (Республика Казахстан).....	635
Ялалтдинова А.Р. Элементный состав золы листьев тополя черного (<i>Populus Nigra L.</i>) как индикатора эколого-геохимического состояния г. Усть-Каменогорска.....	637

Секция 19. КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

Лотов В.А. Получение пористых материалов на основе природных и техногенных алюмосиликатов.....	639
Абрамовская Е.Ю., Евдосеев А.А. Влияние крупности бакчарской железной руды на процесс восстановления торфяных материалов.....	642
Говорова Л.П., Скрипченко А.С., Скурихин В.В. Физико-химические и структурно-минералогические особенности огнеупорного алюмосиликатного сырья северо-западного региона России.....	644
Голубков В.В., Стафеева З.В. Применение каолина месторождения «Журавлиный лог».....	646
Горлова Е.Ю., Зиновьева К.Д. Проблемы и перспективы развития угольной отрасли Кузбасса.....	648
Грехова М.В. Оптимизация стеклообразующей композиции для спекания корундовой керамики.....	649
Гумерова Ю.А. Кинетика твердения магнезиальных вяжущих.....	652
Давидюк С.В., Душкина М.А. Механическая активация песка Туганского месторождения для низкотемпературного синтеза стеклофазы.....	653
Карионова Н.П. Теплоизоляционные материалы на основе глинистого сырья и вспученного материала.....	655
Кильдтбаев Д.М. Исследование технологических свойств хвостов обогащения колчеданных руд в свете.....	658

перспектив их комплексного освоения.....	
Кириллов А.В., Королев М.А., Нигматов И.Н. Комплексное использование кварцевого сырья месторождений РФ.....	661
Климова В.В. Влияние добавок переходных и редкоземельных элементов на свойства стеклокристаллических материалов для стоматологии.....	662
Кузнецова Н.А. Оценка пригодности золошлаковых отходов ТЭС для получения пеностекла.....	664
Лозовская И.В., Сударев Е.А. Мелкозернистые бетоны на основе отходов металлургической промышленности.....	666
Скрипченко А.С. Говорова Л.П., Скурихин В.В. Перспективы использования отечественного огнеупорного глинистого сырья Северо-Западного региона в технологии алюмосиликатных пропантов.....	668
Сеник Н.А. Влияние дисперсности исходного кремнеземистого сырья на свойства теплоизоляционного стеклокристаллического материала.....	670
Сеник Н.А. Пористый гранулированный стеклокристаллический материал на основе диатомитовой породы.....	673
Сеников Н.С. Высокопрочные бетоны на основе шлакощелочного вяжущего.....	675
Сударев Е.А. Проектирование составов особо тяжелых бетонов.....	676
Тихонова Е.В., Черкасова М.В. Использование гидрокарбоалюминатных соединений кальция для очистки алюминатных растворов глиноземного производства.....	678
Тодовьянская О.В. Получение сфеновых керамических пигментов для окрашивания глазури с использованием нефелинового шлама.....	680
Устинова Э. М., Горчаков Э. В. Анализ природных объектов на содержание благородных металлов методом инверсионной вольтамперометрии.....	682

Секция 20. ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ГОРНОЕ ПРАВО

Шарф И.В. Сравнительный анализ деятельности нефтедобывающих компаний Томской области.....	685
Вершкова Е.М. Компетентностный подход в оценке управленческих кадров нефтегазовых компаний.....	689
Гадзиковская К.А., Гаман Л. А. Управление человеческим капиталом в системе SAP HR.....	690
Гайворонских О.А. Добыча, использование и проблемы утилизации попутного нефтяного газа в Томской области.....	693
Гермаханов Ш.А. Инсорсинг в нефтегазовой отрасли: преимущества и недостатки.....	695
Гермаханов Ш.А. Экспертиза методики оценки компетентности персонала Общего Центра обслуживания нефтегазовой компании.....	698
Гончарук Е.Ф. Утилизация попутного нефтяного газа в России: проблемы и перспективы.....	700
Гончарук Е.Ф. Утилизация попутного нефтяного газа в России: финансово-экономический аспект.....	702
Демьянова А.В. Развитие методологии учета и оценки охотничье-промысловых ресурсов на региональном уровне на примере Томской области.....	703
Добровинский А.П. Актуальные проблемы устойчивого развития нефтегазовой организации.....	705
Зайцева Д.И. Экономические инструменты решения проблемы истощения сырьевой базы углеводородов Томской области.....	708
Иванова М.П. Альтернативный алгоритм расчета платы за выбросы загрязняющих веществ в воздух.....	711
Илларионова А.В. Ключевые направления развития мировой энергетики.....	713
Кнор М.М. Ресурсоэффективность в нефтяной промышленности Российской Федерации.....	715
Козырева Т.В. Проблемы инновационно-устойчивого развития российских организаций.....	717
Колотовкина К.Ю. Проблема утилизации попутного нефтяного газа.....	719
Кутыкова М.В. Модель оценки эффективности использования аутсорсинга в нефтегазовой отрасли.....	721
Лескин И.В. Проблемы и перспективы экономического развития России.....	724
Мироненко П.А. Профессиональные компетенции в нефтегазовой отрасли: разработка, оценка, развитие.....	726
Некрасова О.В., Шестова М.О. Специфика риск-менеджмента в нефтегазовой отрасли.....	727
Нестеров А.А. Проблема утилизации попутного газа: перспективы и прогнозы.....	729
Пожарницкая О.В. Конкурентоспособность компаний как основа экономического роста в сфере нефтегазодобычи.....	731
Пожарницкая О.В., Абдулина Д.Э., Писарова Н.С. Сравнительный анализ корпоративных автоматизированных систем управления.....	733
Полыгалов Е.Ю. Особенности инвестиций в разработку нефтяных и газовых месторождений.....	735
Савельева Н. В. Ценообразование в газовой отрасли на мировом рынке.....	737
Савельева Н.В. Проблемы ценообразования в газовой отрасли на внутреннем рынке.....	738
Савенкова А.С. Бизнес-инкубаторы как элемент развития инновационной инфраструктуры.....	740
Савенкова А.С. Формирование нефтегазовых кластеров как основа развития регионов.....	742
Свинарёв А.Н. СVP – анализ деятельности нефтегазовой компании.....	743
Семиколенова О.С. Инновационные проекты в нефтегазовой отрасли.....	745
Смолонская А.А. Структура модульной системы SAP.....	747
Смолонская А.А. Особенности бухгалтерского учета в системе SAP ERP.....	748
Соколов А.Н. Эффективность энергоресурсов и смена технологических укладов.....	750

Соколов А.Н. Методика расчета EROEI на примере разработки Средневилюйского газоконденсатного месторождения.....	752
Троицкий А.А. Рейтинговая оценка инвестиционных проектов.....	753
Уколова Е. В. Правовое регулирование геологоразведки как фактора модернизации экономики в условиях глобализации.....	756
Ульянова Е.И. Повышение эффективности учета использования попутного нефтяного газа.....	758
Филиппова О.В. Система оптимизации структуры капитала организации.....	760
Хабибуллаев Д.Ш., Махметов Д.Е. Автоматизация и разработка кадровой политики с помощью систем SAP HR на примере ЗАО «Ямалгазинвест»	762
Цибульникова М.Р., Гайворонских О.А. Состояние и использование минерально-сырьевой базы углеводородного сырья Администрацией Томской области.....	763
Цой Т.В. Платежи за загрязнение окружающей среды: общая характеристика основных проблем.....	766
Цой Т.В. Проблемы платежей за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (на примере нефтегазовой компании)	768
Четвергова Н.С. Проблема бедности – одна из острых социальных проблем современности.....	770
Шадский С.Н., Бережанский В.В. Проблемы нематериального стимулирования работников нефтегазовых предприятий	772
Шадский С.Н. Роль налога на добычу полезных ископаемых в части углеводородного сырья в формировании бюджета Российской Федерации.....	774
Шестова М.О., Некрасова О.В. Социальная политика нефтегазовых предприятий России.....	776
Энгельбрехт-Зенкина З.В. Инновационная экономическая политика концерна BASF.....	778

Секция 21. GEOLOGY, MINING AND PETROLEUM ENGINEERING (ENGLISH, GERMAN)

Abdulaev R.K. Heat transfer phenomenon between electric submersible motor and three-phase flow in oil wells under intensive salt accumulation conditions	781
Adilbekov A.S. Hot oil transfer	783
Beschasova P.A. Foreign companies investment in the development of Russia oil and gas industry	784
Borodin A.V. Estimation of remaining reserves in heterogeneous mature oilfield by the example of field X ...	786
Burkov F.A. Geophysical signatures of Bazhenov suite argillites as oil field production index of Upper-Jurassic oil-gas play	787
Butenko A.V., Kapustina M.Yu. The study in mineral composition of Sorsky copper-molybdenum deposit soil	790
Dorofeeva I.A. New data on rugozes of Altai-Sayan folding	791
Dozmorov P.S. Photon correlation spectroscopy of particle size distribution of solid matter	792
Dykina E.A. Risk Assessment of children and adult population health for the environmental chemical pollution	794
Eremyan G.A. Increasing reliability of granulometric rock analysis through sedimentary and microscopic study correlation	795
Ermolaeva A.V. Comparison of delivery point equipment characteristic	797
Frank O.V. Studying of the uranium content in the samples of solid and liquid phases of snowmelt water from Tomsk and Molchanovsky area of the Tomsk region	800
Fedin D.V. Development of hydroimpulsive rock failure device in rotary percussion drilling	802
Gnilozub P.S. Quality assessment of the bottled water of Tomsk city	803
Hai Vu Van, Ngan Vu Thuy. Biomarker characteristics of basement oils from White Tiger field on the south shelf of Vietnam	805
Hai Vu Van, Ngan Vu Thuy. Compositional features of alkanes in basement oils from White Tiger field (Vietnam)	806
Ivanov E.N., Kononov Y.M. Software tool for selection of enhance oil recovery methods in Western Siberia oilfields.....	808
Kaloshina D.M. The problem of waterprotection zones establishment	809
Kazanenkova A.V. Tectonic development history of West Siberian petroleum province central part on the basis of regional seismic sections (XIII, XVI, CII and CIV) interpretation	811
Kharchenko D.A. Sidetracking drilling	812
Khasenova D.F., Davydova A.E., Blokhina O.L. Engineering design of gas pipelines in the Barents Sea (based on Norwegian and Russian standards)	814
Kissajewa J.S. Wirkung des Wassersinhalts auf die Veränderung der Korrosionsaktivität von Wasser-Erdöl-Emulsionen beim Betrieb der Gewerblichen Pipelines	816
Kozireva S.M., Savenkova A.S. Team-building organization in oil and gas companies	818
Kreshchik E.A. Radioactive elements and mercury in coal deposits Kharanor	819
Melchukova N.O. Preliminary results of study in dust air pollution level in the territory of Asinovo region (Tomsk oblast)	821
Monich T.E. Effect of transport emissions on human health	822
Molodtsov A.A., Pavlov P.P. The use of viscoelastic displacement fluids for improving of the well cementing quality	824
Perminova T.A. The role of indicator of elemental composition of microbial communities in the hot springs of the Baikal region	825

Ponamarenko M.A. Paleontological characteristic of the Basandayskaya suite of the Kolyvan'-Tomsk folded zone.....	826
Radyuk I.V. Rational using of geothermal water resources	828
Rakitin O.I., Tereschenko R.E. Parameter estimation for leakage detection and inverse models	830
Rastorgujewa A.O. Geologisch-Geophysikalisches Modell des Vorkommens Krapivinskoje nach Angaben der Seismik und Geophysikalischen Forschungen	832
Romashova K.I. Material composition of the graniyoids of the basement of Vitim ore region	834
Sabanzewa A.W., Filimonenko E.A. Einflusszone der Industriebetriebe	835
Sagitov R.R. Mobile drilling rigs' analysis with the aim of their usage and consideration of their operation in constructions of oil and gas wells	838
Sazonow P.A. Die Analyse der Erdölergiebigkeit im Ölfeld Maiskoje Gebiet Tomsk	840
Semenova M.M., Lobanova A.A. Mount Shunet key section geologic features	841
Sheremetyeva V.P. Condition of Tomsk municipal solid waste landfill and its future prospects	843
Tengelidi D.I., Kovalev I.B. Band-pass filters application in quantitative and qualitative interpretation of gravimagnetic anomalies	845
Volkov P.V. Non-renewable resources depletion and investigation of possible outcomes	847
Yeldoyeva E.A. Tree rings as an object for the study of radionuclides in the environment	849
Yeru F.N. Logging methods for studying geology structural features of the Upper Jurassic deposits of Igolsko-Talovskoe field	849
Zubrilina A.I. Xenoliths from the Krasnoozersky volcanic pipe (the Republic of Khakassia)	851

**Круглый стол. ПРОФЕССИОНАЛЬНАЯ КОММУНИКАЦИЯ И ПРОБЛЕМЫ ПРЕПОДАВАНИЯ
ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ИНОСТРАННОГО ЯЗЫКА В ОБЛАСТИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ НЕДР
ЗЕМЛИ**

Власова М.В., Колбышева Ю.В. Опыт организации студенческого фестиваля по профессиональному иностранному языку «Свои исследования - миру» (на базе кафедры иностранных языков института природных ресурсов)	853
Долгая Т.Ф. Специфика терминов научно-технической литературы и технология обучения терминам в неязыковом вузе	854
Коваленко Н.С., Колбышева Ю.В. Перспективы использования проектной методики при проведении внеурочных мероприятий на иностранном языке со студентами неязыковых специальностей института природных ресурсов ТПУ	857
Коротченко Т.В. Опыт организации международной студенческой научной видео-конференции «Приближаясь к Арктике» (на базе кафедры иностранных языков Института природных ресурсов и Университета науки и техники, Тронхейм, Норвегия)	858
Миронова В.Е. Особенности игровой методики в обучении иностранному языку	859
Нежведилова Л.М. Обучение чтению аутентичной литературы на иностранном языке по методике Ильи Франка	860
Овчинникова Е.С., Трибус Л.П. Эффективные виды и формы контроля при обучении иноязычной монологической речи студентов технического вуза	862
Сухорукова Н.В. Тестирование: вчера, сегодня, завтра. К вопросу о понятиях, используемых при обучении профессиональному иностранному языку студентов неязыковых специальностей (на примере Института природных ресурсов ТПУ)	863

Научное издание

Проблемы геологии и освоения недр
Труды XVI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова
студентов и молодых ученых

II Том


Издательство ТПУ
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30
Тел./факс (3822) 563535, 564557
е-mail: publish@tpu.ru

Подписано к печати 00.00.2012. Формат 60x84/8. Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл. печ. л. . Уч.-изд. л. .
Заказ . Тираж экз.



Томский политехнический университет
Система менеджмента качества
Томского политехнического университета сертифицирована
NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту ISO 9001:2000



ИЗДАТЕЛЬСТВО  ТПУ. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.
Тел. / факс: 8(3822) 56-35-35. www.tpu.ru

Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ



Вход в Центр

политехнического университета при поддержке НК "ЮКОС" был открыт Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела. Обучение в Центре проводится на основе магистерских программ шотландского университета Heriot-Watt (Шотландия, г. Эдинбург). Центр осуществляет подготовку специалистов по трем направлениям: Нефтяной инжиниринг (MSc in Petroleum Engineering), Геология нефти и газа (MSc in Reservoir Evaluation) и Технология нефти и газа (MSc in Oil and Gas Technology). Обучение в Центре проходит в течение 12 месяцев и дает слушателям

В последнее время крупнейшие нефтяные компании мира ставят перед собой ряд вопросов, решение которых будет способствовать развитию отрасли: интенсификация добычи нефти, развитие технологий добычи и др. Все больше внимания уделяется качеству образования работников, уникальности их знаний и пониманию процессов, происходящих на рынке нефти. Появление новых технологий на нефтедобывающих предприятиях требует участия специалистов, обладающих комплексными знаниями. В связи с этим, в сентябре 2001 года на базе Томского



Лекция

интегрированные знания и навыки командной работы, что является необходимым условием для успешной карьеры в современной нефтегазовой промышленности.

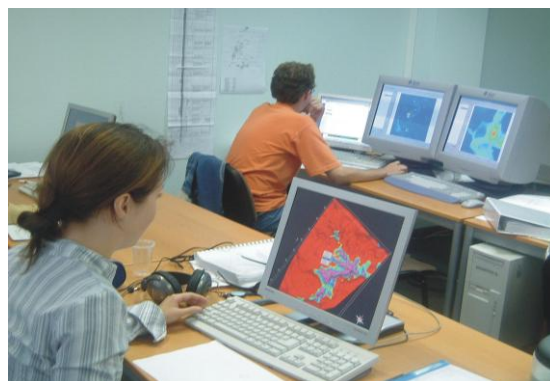
Лекции читаются на английском языке профессорами Эдинбургского университета, а также аккредитованными преподавателями Центра. После завершения программ слушатели приобретают образование международного стандарта, степень магистра университета Heriot-Watt и диплом о профессиональной переподготовке Томского политехнического университета. Каждая



Студенты в библиотеке

магистерская программа состоит из 4-х семестров, во время которых слушатели посещают лекционные и практические занятия.

Обучение ведется по основным специальным дисциплинам: нефтепромысловая геология, геофизика, физика пласта, разработке месторождений, моделированию, технологии добычи, бурению и экономике. По каждой дисциплине студенты сдают письменные экзамены на английском языке. Знания, полученные в рамках теоретических модулей, затем реализуются на практике при выполнении группового проекта, главная цель которого – интеграция полученных



В компьютерном классе

знаний при работе с реальными промышленными данными. Студенты защищают свои групповые проекты перед экспертной комиссией. Имея все необходимое оборудование, Центр проводит видео-конференции с университетом Heriot-Watt в режиме реального времени. Поэтому в состав экспертной комиссии входят также и преподаватели из Эдинбурга. Более глубокие знания по выбранной специализации слушатели получают при работе над индивидуальными проектами, когда каждый студент проводит исследование по конкретной проблеме и по результатам работы подготавливает отчет. Индивидуальные проекты разрабатываются с учетом реальных проблем нефтяных и газовых месторождений.

Данная исследовательская работа является эквивалентом магистерской диссертации. Центр имеет современное техническое оснащение – более 150 персональных компьютеров, 5 рабочих станций



**Зал 3D-визуализации.
Защита геологами дипломных работ**

SUN и единственный в Сибири зал 3D-визуализации. Данный зал используется в учебном процессе и позволяет наглядно продемонстрировать модель месторождения в трехмерном пространстве. Для практической работы Центр располагает грантами на использование специализированного программного обеспечения: Shlumberger GeoQuest, Landmark Graphics, EPS, Bentley, Aspen Technology.

Для студентов и преподавателей в Центре имеется своя библиотека, где собрана учебная литература по основным модулям, которые читаются во время обучения. Информация представлена на бумажных носителях, видеокассетах и компакт-



**Вручение дипломов магистрам в
Британском посольстве**

дисках на русском и английском языках. Кроме этого, Центр располагает периодическими специализированными изданиями и справочной литературой. Библиотека постоянно пополняется новинками.

На сегодняшний день уже третий набор слушателей готовится к получению магистерских дипломов. Выпускники Центра прошлых лет уже проявили себя как опытные и высококлассные специалисты в различных компаниях нефтяного сектора. Качественные знания и системность мышления делают выпускников конкурентоспособными на рынке труда.



**Выпускники ЦППСНД в посольстве
Британии**

**Обучение в ЦППСНД ТПУ по магистерским программам
шотландского университета**

Heriot-Watt

WWW.HW.TPU.RU



Лицензия на право образовательной деятельности
Серия А №169066 от 01.06.2005.



**Инновационный
научно-образовательный**

ЦЕНТР

**подготовки специалистов
трубопроводного транспорта нефти и газа**

**Адрес: г.Томск, пр.Ленина, 2,
строение 5 (20 корпус ТПУ),
Россия, 634050.**

Телефон: +7(3822) 42-61-53,

Факс: +7(3822) 41-90-17.

E-mail: ktxng@tpu.ru, sspost@mail.ru

**Почтовый адрес:
г. Томск, пр. Ленина, 30,
ТПУ, Россия, 634050**



Инновационный научно-образовательный центр подготовки специалистов трубопроводного транспорта нефти и газа



Инновационный научно-образовательный центр создан с целью подготовки для ведущих транспортных и нефтегазодобывающих компаний специалистов мирового уровня с исключительными компетенциями в области транспортирования и хранения нефти и газа

Научный руководитель: Рудаченко Александр Валентинович, доцент, кандидат технических наук, заведующий кафедрой транспорта и хранения нефти и газа

О ЦЕНТРЕ

Центр создан на базе кафедры транспорта и хранения нефти и газа Института геологии и нефтегазового дела Томского политехнического университета и обеспечивает подготовку магистров по Double – Degree программе.

Центр обладает современными мультимедийными классами, научно-исследовательскими лабораториями, конференц-залом с системой 3D-визуализации.

Учебный процесс проходит с использованием самого современного оборудования и программных продуктов: программы CFD, AUTODYN, LS-DYNA, Turbo Tools, Parallel processor, Spider Project, Fluent, стенд гидравлический универсальный ТМЖ 2, стенд «Гидродинамика», А1040М ПОЛИГОН - низкочастотный ультразвуковой томограф, дефектоскопы, цифровая акустико - эмиссионная система Valen AMSY-5, тепловизор, вибродиагностическое оборудование, ультразвуковой сканер, система лазерной центровки валов, лазерный доплеровский измеритель скорости потока (ЛДИС) и многое другое.

ЦЕНТР ВКЛЮЧАЕТ В СЕБЯ

- лабораторию гидрогазодинамики;
- лабораторию моделирования процессов трубопроводного транспорта углеводородного сырья;
- лабораторию технической диагностики оборудования нефтегазопроводов;
- лабораторию неразрушающих методов контроля;
- лабораторию трубопроводно-строительных материалов;
- лабораторию геодезического обеспечения строительства нефтегазопроводов и хранилищ;

- лабораторию оборудования нефтегазопроводов;
- лабораторию противокоррозионной защиты;



- лабораторию проектирования газонефтепроводов и хранилищ;
- лекционные аудитории;
- компьютерные и мультимедийные классы;
- кабинеты курсового проектирования.



Инновационный научно-образовательный центр подготовки специалистов трубопроводного транспорта нефти и газа

ОБУЧЕНИЕ В ЦЕНТРЕ

Обучение проходит по очной форме продолжительностью 2 года. Первый учебный год предполагает обучение по магистерской программе ТПУ «Надежность газонефтепроводов и хранилищ». Параллельно проводятся интенсивные языковые курсы, чтобы подготовить будущих магистров ко второму году обучения.

Обучение на втором курсе выполняется по методическим разработкам University of Calgary по магистерской программе Pipeline Engineering. Занятия проводятся на английском языке профессорами университета Калгари и преподавателями Томского политехнического университета, прошедшими специальную стажировку в Канаде.



Слушатели Центра, при успешном окончании обучения, получают степень магистра соответствующей специальности университета Калгари и диплом магистра ТПУ, что гарантирует им трудоустройство в компаниях нефтегазовой отрасли и проектных институтах.



Преподавательский состав – 15 человек, в том числе: 2 профессора, доктора технических наук и 8 доцентов, кандидатов технических наук.

МАГИСТЕРСКАЯ ПРОГРАММА «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Структура программы подготовки:

- теоретическая подготовка: 3 сем.- 756 часов аудиторных занятий;
- самостоятельная работа магистра: 3 сем. – 1170 часов;
- научно-исследовательская работа: 3 сем. – 774 часа;
- научно-исследовательская практика – 216 часов;
- подготовка и защита магистерской диссертации: 1 сем. – 1080 часов.

Всего: специализированной подготовки – 3996 часов.

Дисциплины направления магистерской программы:

- современные проблемы науки;
- история и методология науки;
- компьютерные технологии в науке и образовании;
- философские проблемы естественных, гуманитарных и технических наук;
- мировая экономика нефтегазовых ресурсов;
- финансово-экономический анализ нефтегазовых проектов;
- основы ресурсо- и энергосберегающих технологий углеводородного сырья;
- современные представления о нефтяных дисперсных системах;
- физико-химические методы исследования материалов, реагентов и углеводородных систем;
- автоматизация управления нефтегазовыми технологическими процессами и производствами;
- иностранный язык.

Специальные дисциплины магистерской подготовки:

- мониторинг оборудования трубопроводного транспорта;
- компьютерные технологии решения задач трубопроводного транспорта;
- автоматизация проектирования систем трубопроводного транспорта;

Инновационный научно-образовательный центр подготовки специалистов трубопроводного транспорта нефти и газа

- прочность оборудования газонефтепроводов и хранилищ;
- алгоритмы при моделировании гидродинамических процессов;
- исследования напряженно-деформированного состояния трубопроводов.



Требования к кандидатам:

- средний балл по диплому не менее 4,5;
- профессиональная ориентированность в области технических наук (механика, гидравлика, сопротивление материалов, основы конструирования, сварка, технология металлов и конструкционных материалов);
- способность к обучению и переобучению;
- знание английского языка;
- мобильность;
- знание компьютера;
- возраст до 35 лет.



ИСКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ КОМПЕТЕНЦИИ СПЕЦИАЛИСТОВ:

- сочетать в себе углубленные знания по теории надежности технологического оборудования с учетом динамических, гидромеханических и термодинамических процессов при его эксплуатации;
- владеть современными компьютерными средствами группового и индивидуального проектирования газонефтепроводов и хранилищ с использованием геоинформационных технологий;
- проводить нестандартные расчеты по оптимизации технологических режимов транспортирования нефти и газа с учетом эксплуатационных параметров оборудования газонефтепроводов и хранилищ;
- в совершенстве владеть методами моделирования сложных гидродинамических процессов, выбирать оптимальные технологические режимы перекачки нефти и газа и параметры трубопровода с учетом профиля трассы;
- знать современные системы технического обслуживания и ремонта оборудования газонефтепроводов и направления их дальнейшего развития;
- в совершенстве владеть иностранным языком.

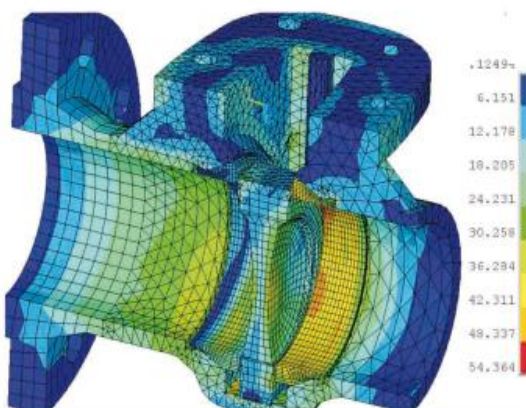
КОНКУРЕНТНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА СПЕЦИАЛИСТОВ:

- способность проводить сложные аналитические расчеты по анализу динамических, гидравлических и термодинамических характеристик оборудования трубопроводного транспорта;
- умение пользоваться сложным современным экспериментальным оборудованием при исследовании процессов, влияющих на эксплуатационные и прочностные характеристики газонефтепроводов и хранилищ;
- владение современными методами группового проектирования объектов трубопроводного транспорта с использованием автоматизированных систем управления проектами;
- знание современных методов повышения надежности оборудования трубопроводного транспорта нефти и газа на этапах проектирования и эксплуатации;
- умение работать в команде.

Инновационный научно-образовательный центр подготовки специалистов трубопроводного транспорта нефти и газа

НАПРАВЛЕНИЯ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ РАБОТЫ

- диагностика, оценка и прогноз технического состояния трубопроводов и насосно-компрессорного оборудования с использованием вибродиагностического и тепловизионного оборудования;



- исследование и оценка коррозионного состояния трубопроводов;
- исследования напряженно-деформированного состояния трубопровода и оборудования (применяются экспериментальные методы и методы численного моделирования с использованием методов конечных элементов);
- повышение надежности технического состояния трубопроводов;
- разработка новых типов природных сорбентов для локализации и утилизации аварийных разливов нефти;
- прикладные и фундаментальные, численные и экспериментальные исследования в ламинарных и турбулентных, прямооточных и закрученных потоках жидкостей и газов в трубопроводах со сложной границей области движения рабочей среды.



ПАРТНЕРЫ ЦЕНТРА ПО НАУЧНЫМ ИССЛЕДОВАНИЯМ И ПОДГОТОВКЕ КАДРОВ:

- ОАО «АК «Транснефть»;
- ОАО «Газпром»;
- ООО «Стройтрансгаз»;
- ООО «Сибтрубопроводстрой»;
- ООО «Старстрой»;
- ОАО «Гипротрубопровод»;
- ОАО «ВНИИСТ»;
- ТомскНИПИнефть;
- Университет г. Калгари (Канада);
- Институт нефти и природного газа университета г. Мишкольц (Венгрия);
- Институт турбулентности г. Марселя (Франция);
- Институт нефти и газа г. Парижа (Франция);
- Институт технической теплофизики НАН Украины;
- Европейская организация исследований вопросов промышленной теплотехники МАТЭК (Словакия, Италия, Голландия, Германия, Украина).



КОНТАКТЫ:

634050, Россия, г.Томск, пр.Ленина, 2, строение 5 (20 корпус ТПУ).

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ:

Тел.: +7(3822) 42-61-53,
Факс: +7(3822) 41-90-17.
E-mail: ktxng@tpu.ru, sspost@mail.ru

Почтовый адрес:
634959, Россия, г. Томск,
пр. Ленина, 30, ТПУ.



ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Международный инновационный
научно-образовательный центр

«Урановая геология»



Международный инновационный научно-образовательный центр «Урановая геология»



Цель создания центра:

подготовка элитных специалистов в области геологии, поисков и разведки месторождений руд редких и радиоактивных элементов для минерально-сырьевого уранового комплекса России, высококвалифицированных геологов, подготовленных к профессиональной деятельности с учетом современных рыночных отношений и наукоёмких технологий.

Руководитель: Рихванов Леонид Петрович, профессор, доктор геолого-минералогических наук, Заслуженный геолог РФ, Заслуженный деятель науки РФ

СТРУКТУРА МЕЖДУНАРОДНОГО НАУЧНО-ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО ЦЕНТРА «УРАНОВАЯ ГЕОЛОГИЯ»

- Учебно-научная лаборатория оптической и электронной микроскопии
- Учебно-научная лаборатория изотопной спектрометрии
- Учебно-научная лаборатория геотехнологии
- Учебно-научная лаборатория микроэлементного анализа
- Учебно-научная лаборатория ядерно-геохимических исследований

МАГИСТЕРСКАЯ ПРОГРАММА «ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА РУД РЕДКИХ И РАДИОАКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ» (Срок обучения: 2 года. Степень: магистр геологии)

Необходимость реализации магистерской программы «Геология, поиски и разведка руд редких и радиоактивных элементов» вызвана **потребностью отечественных и зарубежных компаний, занимающихся разработкой урановых и редкометалльных месторождений в специалистах, умеющих интегрировать весь комплекс доступных данных по месторождениям урана (геохимия, минералогия, ядерная геофизика, радиогидрогеохимия и гидрогеология и др.):**

- для прогнозирования, поисков и геолого-экономической оценки месторождений урана и редких элементов на основе системного анализа всех совокупных данных по минералого-геохимическим, геофизическим и другим характеристикам объектов;
- для создания моделей формирования урановых и редкометалльных месторождений и обоснования способа их отработки с максимальной эффективностью и наименьшим воздействием на окружающую среду.

Подготовка специалистов нового уровня основана на реализации следующих основных принципов:

- **принцип элитарности:** набор лучших из 12 вузов России;
- **принцип элитарности научных, инженерных и педагогических школ:** 40-летний опыт подготовки геологов-редкометаллщиков; привлечение ведущих специалистов России и Мира для чтения мастер-курсов;



- **принцип уникальности образовательных программ и технологий с использованием мировых информационных ресурсов и HiTek оборудования:** ядерный реактор, альфа-и гамма-спектрометры, электронные и оптические микроскопы и анализаторы, коллекции минералов и руд всего Мира;

- **принцип стратегического партнёрства:** ООО «Компания «Базовый элемент» («БазЭл»), Университет Нанси (Франция), ФГУП «Урангео», Россия, производственные компании «Казатом-пром», Казахстан и др.

Международный инновационный научно-образовательный центр «Урановая геология»

КОНКУРЕНТНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА ПОДГОТАВЛИВАЕМЫХ СПЕЦИАЛИСТОВ:

- Наши выпускники умеют то, что не умеют выпускники потенциальных конкурентов. Наши выпускники приносят в компании уникальные компетенции.
- Создают модели месторождений.
- Разрабатывают прогнозно-поисковые критерии и признаки для выявления месторождений на основе моделирования.
- Выбирают и обосновывают технологии эксплуатации на основе использования численных методов моделирования миграции радионуклидов и формирования месторождений урана (3D - визуализация).
- Подготавливают ТЭО проектов разработки месторождений в соответствии с международными стандартами.
- Умеют получать новую минералого-геохимическую информацию с использованием современных ядерно-физических методов, в том числе на базе ядерного реактора.

- Управление проектами – менеджмент.
- Свободно владеют английским языком.



КЛЮЧЕВЫЕ ОТРАСЛЕВЫЕ ПРОБЛЕМЫ, К РЕШЕНИЮ КОТОРЫХ ПОДГОТОВЛЕНЫ ВЫПУСКНИКИ:

- Поиски, разведка, геолого-экономическая оценка и разработка месторождений радиоактивного и редкометалльного сырья.
- Поиск и подбор максимально рентабельных технологий добычи, схем вскрытия руды на месторождениях.

- Создание модели месторождения. Моделирование для оценки запасов руд и выбора кондиционных параметров.
- Разработка прогнозно-поисковых моделей различных геолого-промышленных типов месторождений.

ОСНОВНЫЕ И СПЕЦИАЛЬНЫЕ ИЗУЧАЕМЫЕ ДИСЦИПЛИНЫ

Первый год обучения в магистратуре включает изучение дисциплин общего направления, предусмотренных для этой специальности требованиями ГОС ВПО Министерства образования и науки РФ.

Второй год обучения предусматривает обучение по дисциплинам узкой специализации с прохождением научно-исследовательской и производственной практик в одной из урановодобывающих компаний.

- Минералогия радиоактивных элементов;
- Геохимия радиоактивных элементов;
- Промышленно-генетические типы месторождений радиоактивных элементов. Металлогения;
- Радиогидрогеология и гидрогеохимия;
- Методы исследования радиоактивных руд;
- Геофизические методы при разведке и разработке урановых месторождений;
- Радиоактивные элементы в окружающей среде и проблемы радиоэкологии;
- Рациональная методика прогнозирования, поисков и геолого-экономической оценки месторождений руд, редких и радиоактивных элементов;
- Техничко-экономическое обоснование проектов разработки месторождений по международным стандартам;

- Геотехнология добычи урановых руд;
- Основы технологии и переработки ядерных сырьевых материалов;
- Технология бурения эксплуатационных скважин при отработке месторождений урана методом ПСВ;
- Гидродинамика флюидных систем и моделирование гидродинамических процессов;
- Численные методы моделирования геомиграции радионуклидов.



Международный инновационный научно-образовательный центр «Урановая геология»

НАУЧНАЯ ШКОЛА И ПРОФЕССОРСКО-ПРЕПОДАВАТЕЛЬСКИЙ СОСТАВ

Международный инновационный научно-образовательный Центр подготовки специалистов в области урановой геологии создаётся на базе кафедры Геоэкологии и геохимии ТПУ, которая ранее под названием «Кафедра Геологии и разведки руд редких и радиоактивных элементов» с 1956 года на протяжении 35 лет готовила специалистов для Первого Главка Министерства Геологии СССР, главной задачей которого было обеспечение страны урановым сырьём.

История создания кафедры уходит в далёкие 30-е годы, когда создавалась кафедра Месторождений полезных ископаемых. Она была открыта в 1931 году. Организатор и первый заведующий – член-корреспондент АН СССР **Ф.Н. Шахов**.

В 1954 году из состава кафедры месторождений полезных ископаемых была выделена в связи с открытием специализации по геологии редких и радиоактивных элементов (приказ Мингео СССР от 29.09.1954 г.) кафедра геологии и разведки руд редких и радиоактивных элементов (зав. кафедрой профессор В.К. Черепнин).

С 1956 г. по 1997 гг. по урановому профилю было выпущено 756 специалистов-редкометаллыциков, в т.ч. 61 чел. получили дипломы с отличием.

Таким образом, за этот период времени сложился коллектив преподавателей и выпускников, знающих урановую геологию, умеющих решать как тактические, так и стратегические задачи.

На кафедре сформировалась общепризнанная школа по урановой геологии и геохимии, имеющая традиции, опыт работы и, сравнительно молодые кадры, способные вести подготовку геологов-уранщиков на новом качественном уровне.



Подготовку специалистов в Центре осуществляют доктора наук, профессора (**9**) и доценты, кандидаты наук (**4**) Томского политехнического университета, а также ведущие ученые Российской академии наук, специалисты с предприятий, зарубежных вузов.

МАТЕРИАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

Центр располагает самым современным компьютерным, мультимедийным и уникальным лабораторным оборудованием. Здесь представлены:

- сканирующий электронный микроскоп Hitachi S-3400N с приставкой для микроанализа;
- спектрофотометр «Флюорат-02 Панорама» с приставкой «Крио-2»;
- хроматограф «Хроматэкс-Кристалл 5000»;
- лабораторный микроскоп Axioskop 40 с системой анализа изображений;
- ртутный анализатор РА-915;
- лабораторный альфа-спектрометр;
- спектрометр для нейтронно-активационного анализа на основе аналогового модуля NIM;
- портативный гамма-спектрометр GS-512;
- переносной радиометр-спектрометр РСУ-01 «Сигнал М»;
- микроскопы серии «ПОЛАМ» разного типа;
- аппаратура для рентгеноструктурного анализа «ДРОН-3»;
- лазерный анализатор вещественного состава «LMA-10» с приставкой МААС;



- полевые гамма-спектрометры: РКП-305, РКП-305М;
- РЗА-4А – измеритель концентрации радона;
- стационарные (лабораторные) гамма-спектрометры «РУТ»;
- термолуминесцентные дозиметры разных типов и др.

Международный инновационный научно-образовательный центр «Урановая геология»

В учебном процессе по подготовке специалистов для урановой отрасли используются уникальные коллекции минералов и руд различных типов урановых и редкометалльных месторождений бывшего СССР, которые хранятся в специально оборудованном хранилище общей площадью 20 м². Этот коллекционный фонд насчитывает около 2000 образцов (аналогов в России нет).



Кроме того, в подготовке специалистов для урановой отрасли будет задействована ядерно-геохимическая лаборатория базовой кафедры, размещенная на площадях **Исследовательского ядерного реактора** Томского политехнического университета, активно использующаяся как современный инструмент подготовки специалистов для урановой геологии и проведения научных исследований в области разработки радиогеохимических методов прогнозирования и поисков руд редких и радиоактивных элементов.

СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ПАРТНЕРЫ ЦЕНТРА

Вузы, академические и отраслевые институты:

- Университет Анри Пуанкаре (Нанси-1), Франция
- Университет Париж-11 (Орсей, Франция)
- Российский государственный геологоразведочный университет (Москва)
- Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии (ИГЕМ) РАН
- Всероссийский научно-исследовательский институт минерального сырья (ВИМС)МПП
- Всероссийский научно-исследовательский геологический институт (ВСЕГЕИ) МПР
- Институты СО РАН (Новосибирск, Улан-Удэ, Иркутск, Чита)

Государственные и частные компании:

- ООО «Компания «Базовый элемент»» («БазЭл»)
- ФГУП «УРАНГЕО РФ» и его дочерние предприятия в Новосибирске «Берёзовгеология», Иркутске «Сосновгеология» и др.
- «Урановый холдинг АРМЗ» (ОАО «Атомредметзолото»)
- Национальная атомная компания «КАЗАТОМПРОМ» (Казахстан)
- РОСАТОМ и его предприятия «Горнорудная урановая компания ТВЭЛ»
- «AREVA» (Европейский урановый консорциум)
- «BHP» (Австралия) и др.

СТРАТЕГИЧЕСКИЕ КЛИЕНТЫ ЦЕНТРА

- ООО «Компания «Базовый элемент»» («БазЭл»)
- ОАО «КАЗАТОМПРОМ» (Казахстан)

- ОАО «Урановая горнорудная компания» РОСАТОМА
- ФГУП «УРАНГЕО» (МПР РФ)

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА:

Слушатели обеспечиваются комфортабельным общежитием и стипендией.

Заключившим контракт с предприятием, предполагается выплата стипендии размером 300 евро.

По окончании гарантируется трудоустройство и достойная оплата труда.

